Natural Resources Canada | Ressources naturelles Canada

Canada

OVERVIEW OF THE CANADIAN DOWNSTREAM PETROLEUM INDUSTRY

Oil Division
July 2005

Table of Contents

	Page
Introduction	1
Crude Oil	1
Canadian Refineries	2
Refinery Economics	3
Crude Slates	4
Refinery Configuration	5
Product Slates	7
Refinery Utilization	8
Environmental Initiatives	9
Petroleum Product Supply/Demand	10
Logistics	12
Product Exchanges	12
Refineries to Terminals	13
Atlantic/Quebec	13
Ontario	14
Western Canada	14
Terminals	15
Retail Outlets	15
Inventory Levels	16
Prices	17
Retail Gasoline Prices	18
Summary	20
Appendix 1	21

Introduction

The downstream petroleum industry is a complex and often misunderstood business. The term downstream refers to all aspects of refining and marketing of petroleum products. It includes petroleum refining, product distribution systems and the marketing and retailing of petroleum products to businesses and individual consumers. This paper will discuss the supply chain for petroleum products, from the sources of the crude oil to the delivery of the products to the final user.

It will examine some of the factors that drive refinery economics and provide information on Canada's supply and demand of petroleum products. It will describe the complexities of the product distribution system and discuss the evolution of just-in-time product inventory levels. The pricing section will focus primarily on gasoline markets.

Crude Oil

Crude oil is the primary input into the petroleum refining industry. Therefore, basic information about the production and distribution of crude oil in Canada will provide useful context for the downstream business.

While Canada is a large and growing net oil exporter, crude oil imports satisfy more than half of domestic refinery demand. The transportation costs associated with moving crude oil from the oil fields in Western Canada to the consuming regions in the east and the greater choice of crude qualities make it more economic for some refineries to use imported crude oil. Therefore, Canada's oil economy is now a duel market. Refineries in Western Canada run domestically produced crude oil, refineries in Quebec and the eastern provinces run primarily imported crude oil, while refineries in Ontario run a mix of both imported and domestically produced crude oil. In more recent years, eastern refineries have begun running Canadian crude from east coast offshore production.

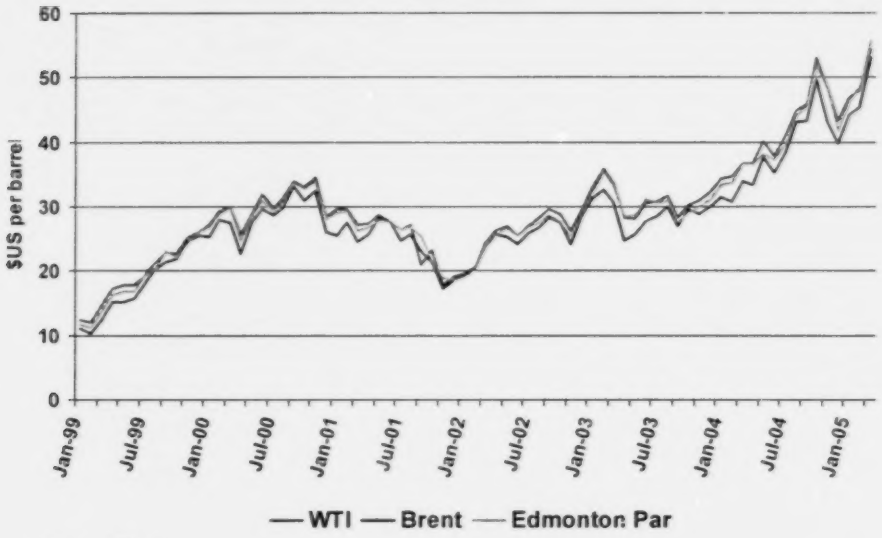
The Western Canada sedimentary basin is an important source of crude oil for Canada and the northern U.S.. Canadian east coast offshore production flows to eastern Canadian refineries and the U.S. northeast. In 2004 Canada was the largest exporter of crude oil to the U.S., accounting for 16% of U.S. imports and 10% of U.S. supply.

Imported crude oil flows by tanker into Newfoundland and Labrador, Nova Scotia, New Brunswick and part of Quebec, and by pipeline through Portland, Maine, to Montreal and Ontario. While imports into Canada have been growing in the last few years, exports of Canadian oil to the U.S. have been increasing more rapidly. Canada's net exports of crude oil have tripled since 1990.

Regardless of the source of crude oil, the price is determined in the world market and both imported and domestic crude oil is priced according to the supply/demand balance and pricing

dynamics on the world oil market. In this respect, Canadian refiners are "price takers" and have very little influence on the price they pay for crude oil. (Figure 1)

Figure 1
Crude Oil Price Comparison
(SUS/bbl)



Source: NRCan

Canadian Refineries

There are currently 12 companies operating refineries in Canada. Only Imperial Oil, Shell and PetroCanada operate more than one refinery and market products nationally. Other refiners generally operate a single refinery and market product in a particular region. These regional refiners include North Atlantic Refining, Irving Oil and Ultramar in the east, Suncor in Ontario and Federated Co-op, Husky and Chevron in the west. Of the 19 refineries in Canada, there are 16 that manufacture the full range of petroleum products. Husky's facility in Lloydminster, Alberta, and the Moose Jaw Asphalt plant in Moose Jaw, Saskatchewan, are primarily asphalt plants with limited production of other products. The Nova Chemicals facility in Sarnia, Ontario, is a petrochemical plant that also produces some distillate products. There is also a small refinery in Bowden, Alberta, owned by Parkland Industries that is currently shutdown. There are three main refining centres in Canada (Edmonton, Sarnia and Montreal), but most provinces have at least one refinery. (See Figure 2) Manitoba and Prince Edward Island are the only provinces with no refining capacity and there are no refineries in the territories.

Figure 2
Refineries in Canada 2005
(thousands of cubic metres per day)

Refinery Economics

The overall economics or viability of a refinery depends on the interaction of three key elements: the choice of crude oil used (crude slates), the complexity of the refining equipment (refinery configuration) and the desired type and quality of products produced (product slate). Refinery utilization rates and environmental considerations also influence refinery economics.

Using more expensive crude oil (lighter, sweeter) requires less refinery upgrading but supplies of light, sweet crude oil are decreasing and the differential between heavier and more sour crudes is increasing. Using cheaper heavier crude oil means more investment in upgrading processes. Costs and payback periods for refinery processing units must be weighed against anticipated crude oil costs and the projected differential between light and heavy crude oil prices.

Crude slates and refinery configurations must take into account the type of products that will ultimately be needed in the marketplace. The quality specifications of the final products are also increasingly important as environmental requirements become more stringent.

Crude Slate

Different types of crude oil yield a different mix of products depending on the crude oil's natural qualities. Crude oil types are typically differentiated by their density (measured as API gravity) and their sulphur content. Crude oil with a low API gravity is considered a heavy crude oil and typically has a higher sulphur content and a larger yield of lower-valued products. Therefore, the lower the API of a crude oil, the lower the value it has to a refiner as it will either require more processing or yield a higher percentage of lower-valued by-products such as heavy fuel oil, which usually sells for less than crude oil.

Crude oil with a high sulphur content is called a sour crude while sweet crude has a low sulphur content. Sulphur is an undesirable characteristic of petroleum products, particularly in transportation fuels. It can hinder the efficient operation of some emission control technologies and, when burned in a combustion engine, is released into the atmosphere where it can form sulphur dioxide. With increasingly restrictive sulphur limits on transportation fuels, sweet crude oil sells at a premium. Sour crude oil requires more severe processing to remove the sulphur. Refiners are generally willing to pay more for light, low sulphur crude oil.

Most refineries in Western Canada and Ontario were designed to process the light sweet crude oil that is produced in Western Canada. Unlike leading refineries in the U.S., Canadian refineries in these regions have been slower to reconfigure their operations to process lower cost, less desirable crude oils, instead choosing to rely extensively on the abundant, domestically-produced, light, sweet crudes. As long as these lighter crudes were available, refining economics were insufficient to warrant new investment in heavy oil conversion capacity.

However, with growing oil sands production and the declining production of conventional light sweet crudes, refineries in Western Canada and Ontario have started to make the investment required to process the increasing supply of heavier crudes. In 2003, Shell Canada completed the conversion of their Scotford refinery to use bitumen feedstock. In the fall of 2003, Consumer's Co-operative Refineries Ltd completed a 35,000 bbls/day expansion of their refinery in Regina, Saskatchewan. This increased their heavy oil refining capacity to approximately 85,000 bbls/day. Petro-Canada has also announced plans to do a major refitting of their Edmonton refinery. Although this construction is not expected to increase their capacity, it will allow them to upgrade and refine oil sands feedstock. The $1.2 billion CDN project will significantly expand the existing coker at Edmonton allowing for approximately 53,000 bbls/day of bitumen upgrading. Similarly, Suncor is expected to do a feedstock conversion at its Sarnia refinery to run more lower value oil sands feedstock.

Much of this investment by the large integrated oil companies (companies that are involved in both the production of crude oil and the manufacturing and distribution of petroleum products) is associated with ensuring a market for their growing oil sands production.

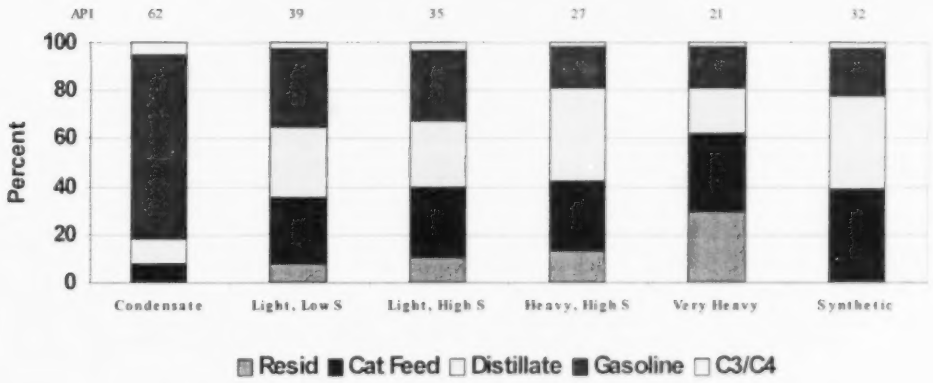
In Western Canada and Ontario, almost 50% of the crude oil processed by refiners is conventional light, sweet crude oil and another 25% is high quality synthetic crude oil.

Synthetic crude is a light crude oil that is derived by upgrading oil sands. Most of the remaining crude oil processed by these refineries is heavy, sour crude. The crude slate is expected to change significantly in the years ahead as refiners increase their capacity to process heavy crude oil and lower quality synthetic crudes.

Refineries in Atlantic Canada and Quebec are dependent on imported crudes and tend to process a more diverse crude slate than their counterparts in Western Canada and Ontario. These refiners have the capacity to purchase crude oil produced almost anywhere in the world and therefore have incredible flexibility in their crude buying decisions. Approximately 1/3 of crude processed in Eastern Canada and Quebec is conventional, light sweet crude and another 1/3 is medium sulphur, heavy crude oil. The remaining 1/3 is a combination of sour light, sour heavy and very heavy crude oil. The crude slate in Eastern Canada is expected to remain much more static than that in Western Canada and Ontario, as these refiners are not constrained by the quality or volume of domestic crude production.

Figure 3 illustrates the product yield for six typical types of crude oil processed in Canada. It includes both light and heavy as well as sweet and sour crude oils. A very light condensate (62 API) and a synthetic crude oil are also included. The chart compares the different output when each crude type is processed in a simple distillation refinery. The output is broken down into five main product groups: gasoline, propane and butane (C3/C4), Cat feed (a partially processed material that requires further refining to make usable products), distillate (which includes diesel oil and furnace oil) and residual fuel (the heaviest and lowest-valued part of the product output, used to make heavy fuel oil and asphalt).

Figure 3
Comparison of Refinery Yields by Crude Type



Source: NRCan

Refinery Configuration

A refiner's choice of crude oil will be influenced by the type of processing units at the refinery. Refineries fall into three broad categories. The simplest is a topping plant, which consists only of a distillation unit and probably a catalytic reformer to provide octane. Yields from this plant would most closely reflect the natural yields from the crude processed. Typically only condensates or light sweet crude would be processed at this type of facility unless markets for heavy fuel oil (HFO) are readily and economically available. Asphalt plants are topping refineries that run heavy crude oil because they are only interested in producing asphalt.

The next level of refining is called a cracking refinery. This refinery takes the gas oil portion from the crude distillation unit (a stream heavier than diesel fuel, but lighter than HFO) and breaks it down further into gasoline and distillate components using catalysts, high temperature and/or pressure.

The last level of refining is the coking refinery. This refinery processes residual fuel, the heaviest material from the crude unit and thermally cracks it into lighter product in a coker or a hydrocraker. The addition of a fluid catalytic cracking unit (FCCU) or a hydro cracker significantly increases the yield of higher-valued products like gasoline and diesel oil from a barrel of crude, allowing a refinery to process cheaper, heavier crude while producing an equivalent or greater volume of high-valued products.

Hydrotreating is a process used to remove sulphur from finished products. As the requirement to produce ultra low sulphur products increases, additional hydrotreating capability is being added to refineries. Refineries that currently have large hydrotreating capability have the ability to process crude oil with a higher sulphur content.

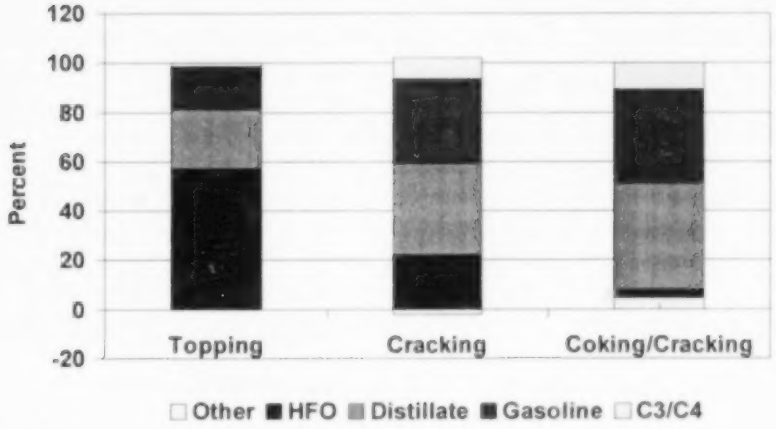
Figure 4 demonstrates that using the same crude input (heavy crude with a 27 API) yields a very different range of petroleum products depending on the refining units and processes used. In the case of the cracking refinery, the addition of other blending materials at various stages of production is required but the resulting volumetric output is greater than the volume of the crude oil input. Each refinery is unique due to age / technology and modifications over time, but generalizations are possible. The installation of additional conversion capability increases the yield of clean products and reduces the yield of heavy fuel oil. However, increased conversion capability would generally result in higher energy use and, therefore, higher operating costs. These higher operating and capital costs must be weighed against the lower cost of the heavier crude oil.

Canada has primarily cracking refineries. These refineries run a mix of light and heavy crude oils to meet the product slate required by Canadian consumers. Historically, the abundance of domestically produced light sweet crude oils and a higher demand for distillate products, such as heating oil, than in some jurisdictions reduced the need for upgrading capacity in Canada. However, in more recent years, the supply of light sweet crude has declined and newer sources of crude oil tend to be heavier. Many of the Canadian refineries are now being equipped with

upgraders to handle the heavier grades of crude oil currently being produced.[1]

Appendix 1 provides a profile of the refineries in Canada, their age, current capacity and configuration.

Figure 4
Comparison of Yields by Refinery Type
"Heavy Crude Oil Example"



Source: NRCan

Product Slate

Refinery configuration is also influenced by the product demand in each region. Refineries produce a wide range of products including: propane, butane, petrochemical feedstock, gasolines (naphtha specialties, aviation gasoline, motor gasoline), distillates (jet fuels, diesel, stove oil, kerosene, furnace oil), heavy fuel oil, lubricating oils, waxes, asphalt and still gas. Nationally, gasoline accounts for about 40% of demand with distillate fuels representing about one third of product sales and heavy fuel oil accounting for only eight percent of sales.

Total petroleum product demand is distributed almost equally across the regions, with Atlantic/Quebec, Ontario and the West each accounting for about one third of total sales. However, the mix of products varies quite significantly among the regions.[2]

In the Atlantic provinces, where furnace oil (light heating oil) is the primary source of home heating, distillate fuels make up 40% of product demand, and heavy fuel oil, used to generate electricity, accounts for another 24%. Gasoline sales account for less than 30% of product demand.

---

[1] Source: NRCan surveys
[2] Source: Statistics Canada "The Supply and Disposition of Refined Petroleum Products in Canada" (45-004)

In Quebec, where natural gas and hydroelectricity are prevalent, distillate fuel has a 34% share of sales and gasoline is about 40%. Similarly, in Ontario, gasoline sales outpace distillate sales and account for more than 45% of total product demand, with distillates at less than 30%.

In Western Canada, agricultural use is one of the primary drivers behind distillate demand and gasoline and distillate each account for about 40% of total petroleum product sales. These regional differences in product demand have influenced the configurations of the refineries in each area.

By comparison, in the U.S., the demand for gasoline is much larger than distillate demand and, therefore, refiners configure their installations to maximize gasoline production. Gasoline sales account for nearly 50% of demand while distillate sales account for less than 30% of product demand. In several Western European countries, most notably Germany and France, policies exist that encourage the use of diesel engines creating a much stronger distillate component. Gasoline accounts for less than 20% of petroleum product sales in Europe.

The US refineries are configured to process a large percentage of heavy, high sulphur crude and to produce large quantities of gasoline, and low amounts of heavy fuel oil. U.S. refiners have invested in more complex refinery configurations, which allow them to use cheaper feedstock and have a higher processing capability.

Canada's refineries do not have the high conversion capability of the US refineries, because, on average, they process a lighter, sweeter crude slate. Canadian refineries also face a higher distillate demand, as a percent of crude, than those found in the U.S. so gasoline yields are not as high as those in the US, but are still significantly higher than European yields.

The relationship between gasoline and distillate sales can also create challenges for refiners. A refinery has a limited range of flexibility in setting the gasoline to distillate production ratio. Beyond a certain point, distillate production can only be increased by also increasing gasoline production. For this reason, Europe is a major gasoline exporter, primarily to the U.S.

Refinery Utilization

Another critical component of refining economics is the utilization rate, or how efficiently the refining complex is operating. The Canadian refining sector has undergone significant rationalization in the last three decades. In the early 1970s, there were 40 refineries in Canada. Since that time several factors have contributed to a major rationalization of company operations. The oil price shocks in 1973 and 1979 led to improvements in the efficiency of vehicles and to fuel switching from oil to natural gas and electricity. This curbed the demand for petroleum products and resulted in a substantial surplus of refining capacity. The spare capacity resulted in increased competition among refiners, which further eroded refining margins. Less efficient, smaller refiners were closed, sometimes in favor of new larger facilities.

Weak economic conditions in the early 1980s put additional pressure on the industry to rationalize their operations, resulting in a significant number of refinery closures. Today there

are 19 refineries producing petroleum products in Canada. However, due to expansions at the remaining refineries over the last decade, current refining capacity in Canada is greater than it was in the 1970s.

In recent years, growth in the demand for petroleum products has led to an improvement in capacity utilization, increasing operating efficiency and reducing costs per unit of output. As a result, refinery utilization rates have been above 90% nationally for six of the last ten years. A utilization rate of about 95% is considered optimum as it allows for normal shut downs required for maintenance and seasonal adjustments.

Refinery capacity is based on the designed size of the crude distillation unit(s) of a refinery (often referred to as nameplate capacity). Occasionally, through upgrades or de-bottlenecking procedures, refineries can process more crude than the nameplate size of the distillation unit would indicate. In such cases, a refinery is able to achieve a utilization rate greater than 100 percent for short periods of time

Environmental initiatives

Not all investment decisions are driven by refinery economics. Refiners also make investment decisions because of voluntary actions or legislative and regulatory requirements. In recent years, governments and industry have directed considerable effort towards reducing the environmental impact of burning fossil fuels. Many of the initiatives have been aimed at providing 'cleaner' fuels for Canadians. Petroleum refining is a very complicated and capital-intensive industry. New environmental regulations require industry to make additional investments to meet the more stringent standards.

Since 1990, the refining industry has undertaken a number of environmental initiatives, both on a voluntary basis and in order to meet new federal regulations. These include:

- Summer time gasoline volatility was reduced voluntarily in all areas of Canada as a means of reducing the evaporative emissions from vehicles. In some areas of Ontario, Quebec and British Columbia provincial regulations now mandate low volatility gasoline during summer months.

- Low sulphur diesel was voluntarily introduced at all retail and card-lock locations in 1994 and was mandated in January 1998 by Environment Canada for all on-road use.

- The "Benzene in Gasoline Regulation" reduced the benzene content in gasoline to less than 1% beginning in July 1999.

- Environment Canada's annual National Pollutant Release Inventory (NPRI) was initiated in 1993 for the purpose of tracking trends in the releases and transfers to the environment of some 176 substances (now expanded to 272 substances). To reduce volatile organic compound emissions refineries have voluntarily adopted the Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) Codes of Practice on Leak Detection and Repair

(LDAR) programs and Aboveground Storage Tanks. The Canadian Petroleum Products Institute (CPPI) reports that their members have decreased their total releases of substances by 60 percent.

- CPPI refiners have participated in the Canadian Industry Program for Energy Conservation (CIPEC) to reduce the Energy Intensity Index (EII) at their facilities. CPPI reported an EII value of 93.0 for 2003 versus 113.3 in 1990, a reduction of more than 17%. In 2000 CPPI members extended their commitment to reduce their EII by 1% per annum thru to 2005.

- Regulations reduced the sulphur content of gasoline to 30 ppm by January 1, 2005 and will further reduce the sulphur content in on-road diesel to 15 ppm by June 1, 2006.

- A number of provinces have announced ethanol mandates that will come into effect over the next several years. The requirement to blend a certain percentage of ethanol into motor gasoline will necessitate retooling of some refineries in order to make the required blending component. In addition, the use of ethanol in gasoline will require investments to establish dedicated storage tanks at terminals and make the required modifications to the fuel distribution network.

- During the last decade, substantial improvements were also made in point source emissions to air, water and land as required by provincial regulations and permits.

Although not all of the costs associated with these initiatives are well defined, it is expected that investments in the neighbourhood of $6 billion will be required for refinery modifications associated with existing and anticipated sulphur regulations alone. Some of these projects also resulted in increased overall production capacity of the facility.

However, these decisions cannot be made in isolation either. Most refiners still need to manage their cash flow and account for their investment decisions to their shareholders. Faced with enormous capital investments to meet new environmental regulations, refiners are faced with the decision of whether to make these investments or close their refineries. For example, PetroCanada chose to close its refinery in Oakville in 2005 and expand its Montreal facility rather than invest in the required upgrades at both locations to meet the sulphur in gasoline regulations.

In future years, Canadian refineries will be under increasing pressure to reduce costs to remain economically viable. Environmental decisions will need to made in that context.

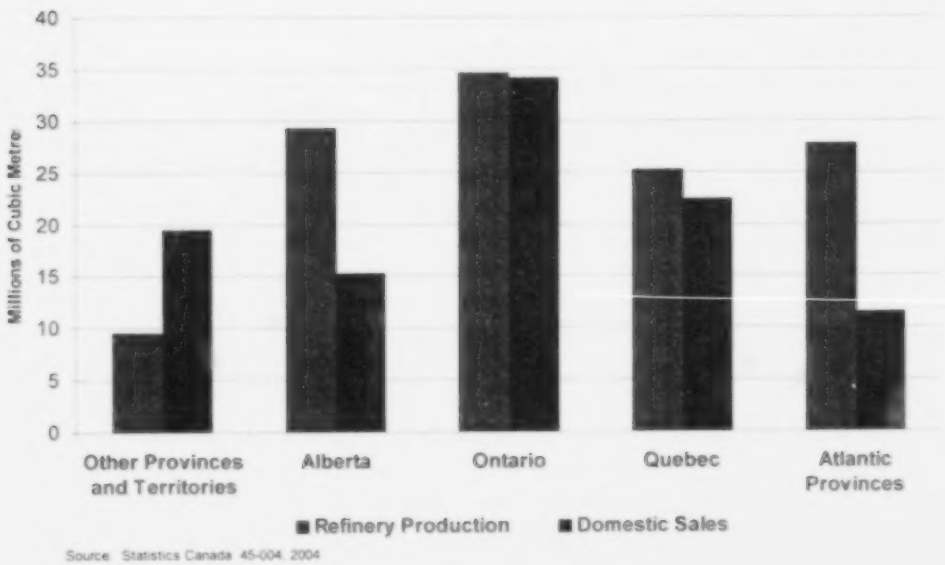
Petroleum Product Supply and Demand

The Persian Gulf War drove oil prices up in 1990-91, dampening demand and leading to a economic downturn. Since 1992 demand for petroleum products has been growing steadily at a rate of about 1 percent per year. However, product demand is a moving target and the demand for each product does not always grow at the same pace.

Gasoline demand has increased slightly in most of the last 10 years. The distillate demand (diesel oil, furnace oil and kerosene), driven primarily by on-road diesel requirements, dipped during the economic recession in 1991-92 but has been the fastest growing component since 1993. Because of the significant proportion of distillate demand that comes from the trucking industry, this component is the most closely linked with economic activity.

Some of the distribution challenges arise from the fact that petroleum products are refined in only a few geographic regions but they are consumed all across Canada. Of the western provinces, only Alberta and Saskatchewan produce more products and they consume. Manitoba and parts of British Columbia and most of the territories are supplied primarily from the three refineries in Edmonton. (Figure 5)

Figure 5
Refined Petroleum Product Production vs. Sales



Source: Statistics Canada 45-004, 2004

Quebec and Ontario together are close to being in balance with significant volumes moving from Quebec to Ontario since the closure of the Oakville refinery. Atlantic Canada is a major exporter

of petroleum products. However, even the provinces that are self-sufficient must still move petroleum products over long distances to supply all of their customers.

Figure 6 illustrates how far product is moved in Canada. Western refineries supply all product demand from Vancouver to Thunder Bay, including the northern territories. Refiners in southern Ontario move product to Sault Ste-Marie, northern Ontario and as far east as Ottawa. Montreal and Quebec City facilities supply the St Lawrence River corridor from Toronto to the Gaspé Peninsula, as well as the more remote areas of northern Quebec and occasionally parts of the Arctic. Petroleum products from the three Atlantic refineries find their way to the Arctic and Hudson Bay regions as well as the U.S. eastern seaboard.

Figure 6
Refinery Supply Orbits

Logistics

The logistics network required to supply petroleum products from the refineries to the end-users is a complex system of pipelines, ships, railways and trucks. Often several methods of transportation are utilized to move petroleum products from the refineries, ports and large terminals to tremendously disperse markets all across Canada. The long distances and variety of transportation modes used can pose challenges for the refiners who must maintain strict product specifications. Degradation or contamination of product in transit can result in costly re-processing at the delivery point if the integrity of the distribution system is not carefully monitored. This is increasingly important as environmental regulations result in cleaner and more stringent product characteristics.

Product Exchanges

In order to reduce transportation costs and to capitalize on increasing economies of scale, refiners enter into a large number of product exchange agreements with one another. Product exchanges occur when one refiner provides another refiner with specific products in a certain location in exchange for a similar quality and volume of products in another location.

Product exchanges significantly reduce the volumes and distances over which products are moved, thereby considerably reducing transportation costs and environmental exposure. These agreements have not only allowed the industry to consolidate their operations at the refinery level but have also led to a consolidation of local product terminals. It is no longer unusual to purchase gasoline from a branded outlet that was produced by one of its main competitors. In cases where product exchanges are not available, companies need to make other arrangements to supply their terminals and retail networks. The method of transportation they select to move their products will be influenced by several factors. Geographic barriers are a major concern as well as the volume of products demanded in each of these markets and the relative costs of transportation. Each mode of transportation has its own inherent strengths and weaknesses.

Refineries to Terminals

Product terminals are more widely distributed than refineries and are generally located near major markets. Pipelines are the safest, most reliable and cost-effective way of transporting the large volume of petroleum products that must be moved throughout Canada each day. However, the enormous capital cost associated with constructing pipelines limits their use to locations where very large volumes of product are to be moved for an extended period of time. The payback period for these projects is often 15-20 years or greater.

Where the volume of petroleum products cannot justify the construction of a pipeline, petroleum products are transported to terminals across land by truck and rail and over water by marine tanker. In Atlantic Canada, all petroleum product terminals are serviced by marine tanker. In other areas of Canada, railways and trucks are much more important. Although transportation by truck is the most expensive transportation method, it is also the most flexible. Highway truck tankers transport all gasoline from the terminals or refinery truck loading facilities (commonly referred to as "racks") to underground storage tanks at each retail outlet.

Most of Canada's refined petroleum product distribution network is operated by three national oil companies (Shell, PetroCanada, and Imperial Oil) and a handful of regional refiners (Irving Oil, Ultramar, Suncor Energy, Federated Co-op, Husky and Chevron). With only a few exceptions, all products terminals are owned and operated by one of these companies.

The Canadian downstream petroleum industry can be broken into three distinct regions: Western Canada, Ontario and Quebec/Atlantic Canada. Although some product movements do occur between regions, such as shipments from Quebec refiners into Ontario, each of these regions has historically been self-sufficient. In 2005 Ontario shifted to a net import position with the closure of the Oakville refinery and increased product movements from Quebec refineries.

Product imports can play a significant role in satisfying petroleum product demand in Canada. The availability of both crude oil and petroleum product imports in every region hinges on geographic constraints. Some regions are better suited than others to accommodate imported products. Each area has its own natural features and this creates some unique situations.

Atlantic/Quebec

In the Atlantic/Quebec region, product movements from refineries to terminals occur primarily by ship. An exception is the unit train employed by Ultramar to move product from their refinery near Quebec City to Montréal. Ultramar is currently planning to build a pipeline from the St.-Romuald refinery across the river from Quebec City to east-end Montreal to be operated in conjunction with the unit trains.

Terminal locations are governed by proximity to markets and alternative transportation modes. This region provides an excellent example of product exchanges as Imperial Oil and Irving Oil provide refined petroleum products to Shell, PetroCanada and Ultramar at Atlantic terminals in exchange for similar quantities of product in Montreal and Quebec City.

Because of their connection via major waterways, Atlantic Canada and Quebec have good access to imports from the northeastern U.S. and Europe. As a result there are a number of major independent marketers who import petroleum products into Montreal for sale in the Quebec and Ontario markets.

Ontario

Product movements from refineries to terminals within Ontario are primarily done by pipeline, although some movements by marine are made into Sault Ste Marie and Thunder Bay. Thunder Bay is also supplied by rail from Winnipeg, and Sault Ste-Marie is partially supplied by rail and ship from Quebec. Eastern Ontario (Cornwall and Ottawa) obtains a large amount of their supply from Montréal via the Trans Northern Pipeline (TNPL). Three product pipelines, two from Sarnia refineries and the TNPL from Montréal, supply the Toronto area. Toronto is one location where essentially all refiners maintain terminals due to the large demand for products in the area. In 2005 the Toronto to Cornwall section of TNPL was reversed to allow product to move from Quebec refineries all the way into Toronto.

Ontario also has access to supplies from large U.S. markets and can also bring in cargos via the St. Laurence Seaway from Quebec, Atlantic or offshore refineries. However, logistical constraints, such as the size of ships that can navigate the Seaway and the seaway-shipping season, increase the cost of these supplies. Other modes of transportation, such as pipeline, unit train and trucking, are necessary to bring in products from other regions.

Western Canada

Most of Western Canada is landlocked, and as such, has very limited access to supplies from other regions. Only B.C. has access to imported product as the current infrastructure was not designed to transport supplies to the Prairies from other regions. However, the Edmonton refineries supply petroleum products into the Vancouver market via the TransMountain pipeline

(TMPL). In the event of a supply shortage in the Prairies, these Alberta refiners have the ability to balance supply and demand by importing product into Vancouver from Washington State, freeing up additional Edmonton production for consumption in prairie markets.

Product movements from refineries to terminals in the West are primarily done by pipeline. Movement by rail to the territories, B.C. interior and to Thunder Bay in western Ontario also occurs. Barges carry product from Vancouver to terminals on Vancouver Island and along the coast and from terminals in the Northwest Territories to more northern locations along the MacKenzie River.

Edmonton refineries provide about 50-60% of the petroleum product needs in the Vancouver market. The rest of the Vancouver area is supplied either by the Chevron refinery in Vancouver, or with product imports from the U.S.

The West has some unique dual product pipelines. Enbridge Line 1 pipeline from Edmonton, Alberta, to Gretna, Manitoba, ships refined products plus natural gas liquids (NGLs) and synthetic crude. TMPL from Edmonton to Vancouver ships refined products plus all types of crude oil. The crude oil leaves deposits of substances, like sulphur, on the pipeline wall as it passes through the pipeline. These can be picked up by the clean products like gasoline that follow the crude oil through the line. Gasoline shipped via TMPL to Vancouver must undergo further treating prior to sale to remove impurities picked up in transit.

Terminals

As a result of the significant rationalization of terminals over the last 20 years, in some markets, only one terminal exists and all marketers load at that terminal. From these local terminals, petroleum products are trucked to retail / customer sites. Each product has a different delivery system from the terminal depending on the customer base. For example, jet fuel is often moved by pipeline directly to the airport. Diesel fuel is distributed through retail outlets, large commercial card lock facilities where trucking companies can fill up at unattended distribution sites, or by truck delivered directly to customer tankage. Furnace oil is distributed from the terminal directly to home heating customers.

Gasoline, the most visible and widely used of all the products, has the most dispersed distribution network. Before the gasoline leaves the terminal, some gasoline retailers will add performance and detergent additives to distinguish their brand from those of their competitors. The formula for each additive package is unique to that specific brand. As many companies pick up product from the same terminal, the proprietary additives are generally added at the terminal and are the only way to differentiate gasoline at retail outlets.

Ethanol, and ethanol-blended gasoline, because of its ability to pick up water, cannot be transported by pipeline. Ethanol can be shipped by railcar or truck but must be blended at the terminal for those locations supplied by marine or pipeline. Dedicated tanks are required to store the ethanol and the gasoline-blending component with which it will be mixed. The handling of ethanol-blended fuels also requires modifications to other aspects of the fuel distribution system.

including trucks, retail storage tanks and service station pumps.

Retail Outlets

The marketing and retailing of gasoline is carried out by many firms, which can generally be divided into two types. The first type consists of outlets operated by the integrated refiner-marketers who produce the gasoline, distribute it and market it, often through affiliate or licensed operators who own individual outlets. These companies provide gasoline to their own network and to other retailers under contract. The second type consists of the independent marketers. Independent marketers are those who do not own a refinery but either buy their product from Canadian refiners or import the gasoline. They tend to operate small numbers of outlets in specific locales, but some large networks exist. Some of the larger networks of independent stations include Wilson Fuels, Couche-Tard, OLCO, Canadian Tire, Cango, and Domo. Generally, the large independents have a 15-25% share of the sales volume in urban markets.

The three major refiners – Imperial Oil, Shell and PetroCanada – account for about 36% of the branded stations in Canada and have the largest share of stations in each of the regions except the Atlantic. Imperial Oil is the largest retailer in Canada with 1,978 Esso stations followed by Shell's 1,762 and PetroCanada's 1,375 sites. It is important to note that a large percentage of these 'branded' stations are independently owned and operated under supply contracts with the company whose brand of gasoline is sold at that outlet.

According to a report published by MJ Ervin and Associates (December 2004), of the 14,034 service stations in Canada, only 16% of all gasoline stations come under the price control of one of the three majors and only 32% of service stations come under the price control of one of the 10 refiner-marketers. Independent proprietors operate the remaining 68% of Canadian service stations and set their own prices.

There is also an important distinction between the number of outlets a company owns and their market share. Not all stations have the same volume throughput. The majors tend to have higher volume throughput per outlet so generally are able to capture a larger share of the market with fewer stations. In 2004, Shell service stations averaged sales of 4.1 million litres, while Esso and Petro-Canada's company-owned sites had average sales of more than 5.6 million litres per site. Since 2000, the three major oil companies have increased their sales by 4.5% despite reducing the number of outlets they own by 18%.

While the major and regional refiner-marketers have been closing some of their low performance outlets, independent retailers have been increasing their presence in the gasoline market. The most notable new participants are supermarkets. Grocery chains such as Superstore and Safeway have entered the retail gasoline market. The supermarkets are known for their high-volume, low-margin retailing and are considered by many as an efficient and aggressive new source of competition in the industry.

Inventory Levels

To provide added flexibility to the distribution of petroleum products, refiners and marketers maintain inventories of the various products in strategic locations throughout the distribution chain. If supplies of imported or domestic crude oil were interrupted for any reason, or if the product distribution system failed, companies would rely on commercial inventories to meet short-term needs while alternate arrangements were being made.

Canadian crude oil and petroleum product inventories have been relatively stable for the last five years. Inventory levels for some products, such as gasoline and furnace oil, fluctuate significantly over the year. Demand for these products is very seasonal and at its peak can exceed the production capacity of refineries. Therefore, refiners need to anticipate the peak consumption periods by building inventories in advance. Gasoline inventories increase during the first quarter of the year and are used during the summer months to supplement refinery production. Furnace oil stocks grow during the fall and are drawn during the coldest months of winter when demand is at its highest level.

Refiners also build up inventories of all products in advance of scheduled refinery maintenance (called turnarounds). Turnarounds can vary in frequency from annually to once every few years and sometimes require the refinery to be completely shut down for a period of several weeks. Refiners anticipate this by building up product stocks that can be used during the turnaround.

Refiners' crude oil inventories fluctuate over a very narrow band and are less seasonal than product stocks. There are significant regional variations in crude oil stocks, with refiners in the West, who run domestic crude oil maintaining about 5-7 days of oil, and refiners in eastern Canada who run imported crude oil averaging 15-20 days.

Prices

The last piece in the supply/demand puzzle is price. Price is the equalizer than ensures supply always meets demand. If demand exceeds supply, prices will rise until either new supplies are attracted to the market or demand is dampened so that equilibrium is achieved. If supply exceeds demand, prices will drop until the market is in balance.

From a refiner's perspective, the price of petroleum products is measured at the refinery gate. The price at which a refiner can sell product at the loading rack is called the rack price. It is rack prices that determine refinery viability in terms of revenue generated from the refining process.

Because of the ability to move product to the market where the highest price is found, most petroleum product prices are similar from market to market. For example, if the rack price for gasoline was lower in Toronto than it was in Buffalo, refiners in Toronto would choose to ship their product to Buffalo to sell at the higher price, as long as the cost of transporting it to Buffalo was less than the price difference. This would increase the supply in Buffalo and lead to a price

decrease until the two markets were in balance. The same would apply in reverse if the Toronto price were higher. Generally, the difference in wholesale prices between two markets can be attributed to the cost of transportation between those two markets.

As a result of the integrated nature of North American petroleum product markets, Canadian refiners are price takers and must price their products to compete with the price of imported product delivered to Canada. Even if no products are in fact actually imported, the existence of the import option imposes a certain pricing discipline on local refiners.

The price that the consumer pays for a petroleum product depends on the product and how the product will be used. With the exception of automotive fuels, most petroleum products are sold at the wholesale level directly to the consumer of the fuel, usually under contract. The terms of the contracts are considered commercially sensitive and not generally made public. As a result, the prices of these products are less transparent and more difficult to track.

Wholesale prices for petroleum products react to a broad range of factors unique to their individual markets. Product prices are influenced by the supply and demand balances as well as the prices of alternative products with which they compete. For example, propane can be used for heating, as an automotive fuel or for agricultural uses like crop drying. A late wet harvesting season in the prairies can overlap with an early cold winter that results in a surge in demand and short-term price spikes.

The demand for diesel fuel is directly related to economic activity, which is manifested in increased truck traffic to move goods and services in a robust economy. Diesel oil is also an automotive fuel and can be easily converted to furnace oil for home heating. When all of these uses compete for supply, prices will rise.

Automotive fuels are distributed to consumers through retail outlets. The retail price, therefore, includes distribution costs as well as a number of federal and provincial consumption taxes. Retail price can also be used as a tool to attract market share. This kind of competition in the market can lead to significant price wars with some low and volatile consumer prices.

When all the factors that can influence prices - supply/demand, crude oil costs, distribution costs, federal and provincial taxes and local market conditions - all come together, retail prices, and to a lesser degree wholesale prices, can vary significantly between markets.

Retail Gasoline Prices

Gasoline prices can be difficult to understand because they do not behave like the prices of many of the other goods that consumers buy every week. Gasoline is a commodity, like gold or pork bellies, and its wholesale price reacts to a number of factors. The most obvious ones are supply and demand. When there is more demand (in summer when everyone drives more), there is more pressure to ensure that there is sufficient supply to meet demand, so the price goes up. When there is less demand, such as during the winter months, supply and demand are better balanced and prices are generally lower.

Over the longer term, demand has been growing each year as drivers choose bigger and bigger vehicles and drive greater distances. This puts pressure on the supply and can also lead to higher prices.

Another factor that has the greatest influence on gasoline prices over time is the cost of crude oil, the raw material from which gasoline is made. The supply and demand for crude oil are balanced in a worldwide market, so that every refiner around the world has to pay the world price for oil. When events like the war in Iraq cause concerns over possible supply disruptions, some buyers are willing to pay more for oil to ensure they have adequate supply for their refineries. This pushes up the price for everyone.

Both gasoline and crude oil prices also react to commodity markets. Speculators who want to make money buying and selling contracts for oil or gasoline can influence prices with their buying patterns.

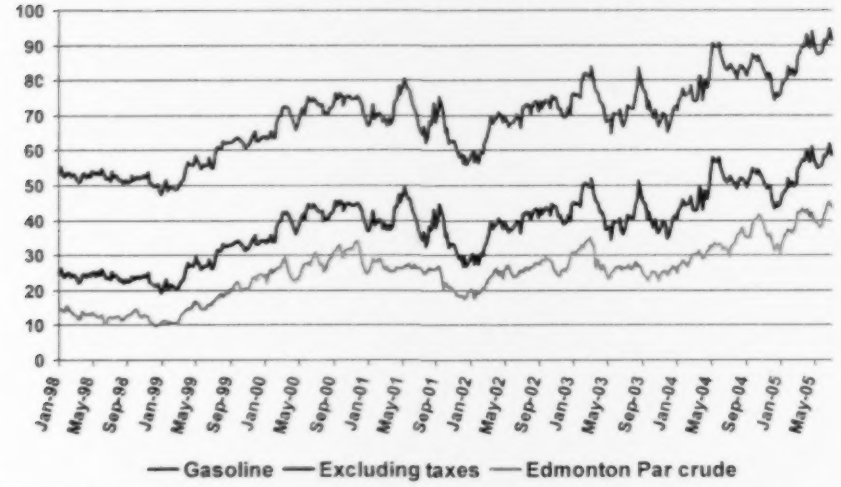
Recently, the combination of all of these factors has lead to some of the highest prices for crude oil and gasoline in the last 10 years. They have also led to frequent changes in the price that consumers pay at the pump.

However, the overriding factor is always the local market. Every gas station owner wants consumers to buy gasoline from them. They will try to attract business by lowering their prices by a small amount. The other stations watch their competitors very closely and will match the lower price almost immediately. This can lead to price wars where prices drop by small amounts over a few days until they reach levels where suppliers are selling gasoline for less than the price that they paid for it. When this happens, one of the suppliers may decide to go back to the original price, which can often be five or ten cents per litre higher. Usually the other stations will follow soon afterward to return to a price that provides some profit. This is called a price restoration. Some markets, where competition is fierce, have one or more price wars every week so prices appear to be constantly changing. Consumers can benefit from price wars because the price they pay is often lower than it would be in a market with less competition.

Figure 8 depicts weekly Canada average gasoline prices for the last five years. Prices track the changes in crude oil prices very closely, both the increases and the decreases. However, the higher volatility in gasoline prices indicates the influence of local price wars on the average.

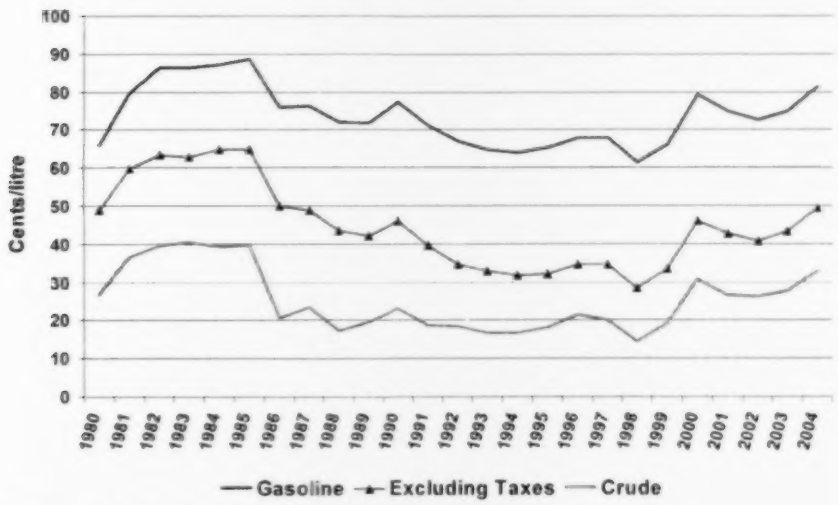
In spite of the recent volatility in gasoline markets, once prices are adjusted for inflation, current crude oil and gasoline prices are not significantly different than they were in the early 1980s. Following the sharp decline in crude oil prices in 1986, prices were relatively stable and trended downward in the 1990s. The price increases experienced in the last few years have reached the levels of the early 1980s. On a tax-excluded basis, current gasoline prices are just below the levels seen in the early 1980s. (See Figure 9)

Figure 8
Regular Gasoline Pump Prices - Canada Average
(Cents/litre)



Source: NRCan & MJ Ervin

Figure 9
Average Price of Regular Gasoline in Canada
Adjusted (2004$)



Source: NRCan & Statistics Canada

Summary

The downstream petroleum sector is complex and highly competitive. Each petroleum product in each regional market reacts to a different set of supply/demand and transportation pressures. Refiners must balance a number of competing factors in deciding what type of crude oil to process, what kind of equipment to investment in and what range of products to manufacture. These decisions are also influenced by the need to operate in a sustainable and environmentally responsible manner. The viability of the industry depends on its ability to earn an acceptable rate of return for its investors in a marketplace where prices are set by international (wholesale) and local (retail) markets.

APPENDIX 1

Canadian Refineries

Company	Location	Year Built	Current Capacity m3/d (June 2005)	Type
ATLANTIC				
Imperial Oil	Dartmouth, NS	1918	13,992	Cracking
Irving Oil	Saint-John, NB	1960	44,517	Cracking
North Atlantic Refining	Come-by-Chance, NFLD	1973	16,700	Cracking
Atlantic Total			**75,209**	
QUEBEC				
Petro-Canada	Montreal, QB	1955	20,635	Cracking
Shell	Montreal, QB	1933	20,700	Cracking
Ultramar	St-Romuald, QB	1971	33,000	Cracking
Quebec Total			**74,335**	
ONTARIO				
Imperial Oil	Nanticoke, ON	1978	17,800	Cracking
Imperial Oil	Sarnia, ON	1897	19,200	Coking
Shell	Sarnia, ON	1952	11,100	Cracking
Suncor	Sarnia, ON	1953	13,500	Hydrocracking
Nova Chemicals *	Sarnia, ON	1977	12,700	Topping (Petrochemicals)
Ontario Total			**74,300**	
PRAIRIES				
Coop/Newgrade	Regina, SK	1935	13,500	Hydrocracking/Coking
Husky (upgrader)*	Lloydminister, AB	1947	4,000	Topping (Asphalt)
Imperial Oil	Edmonton, AB	1975	28,600	Cracking
Petro-Canada	Edmonton, AB	1971	21,929	Coking
Moose Jaw Asphalt*	Moose Jaw, SK		2,400	Topping (Asphalt)
Shell	Scotford, AB	1984	20,000	Hydrocracking/Coking
Prairies Total			**90,429**	
BRITISH COLUMBIA				
Chevron	Burnaby, BC	1936	8,300	Cracking
Husky	Prince George, BC	1967	1,800	Cracking
British Columbia Total			**10,100**	
CANADA GRAND TOTAL			**324,373**	

* refinery does not produce the full range of petroleum products

Natural Resources Canada | Ressources naturelles Canada

Canada

VUE GÉNÉRALE DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE AVAL AU CANADA

Division du pétrole
Juillet 2005

Table des matières

	Page
Introduction	1
Pétrole brut	1
Raffineries canadiennes	2
Économie du raffinage	3
Bruts	4
Configuration des raffineries	6
Produits	8
Utilisation des raffineries	9
Initiatives environnementales	10
Offre et demande de produits pétroliers	11
Logistique	13
Échanges de produits	14
Transport entre les raffineries et les terminaux	14
Atlantique/Québec	15
Ontario	15
Ouest du Canada	16
Terminaux	16
Vente au détail	17
Stocks	18
Prix	19
Prix de l'essence au détail	20
Résumé	23
Appendice 1	24

Introduction

L'industrie pétrolière aval est un secteur d'activité complexe et souvent méconnu. Par « aval » on entend tous les aspects du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers. L'industrie aval englobe le raffinage du pétrole, les réseaux de distribution des produits ainsi que la commercialisation et la vente au détail des produits pétroliers aux entreprises et aux particuliers. Dans le présent document, nous examinons la chaîne d'approvisionnement des produits pétroliers, à partir de l'extraction du pétrole brut jusqu'à la livraison des produits à l'utilisateur final.

Nous examinerons quelques-uns des facteurs déterminants de l'économie du raffinage et nous renseignerons le lecteur sur l'offre et la demande de produits pétroliers au Canada. Nous démêlerons les rouages complexes du réseau de distribution des produits et nous parlerons de l'évolution des stocks de produits dans le contexte du « juste à temps ». Dans la section sur les prix, nous nous pencherons essentiellement sur les marchés de l'essence.

Pétrole brut

Le pétrole brut est la principale matière première de l'industrie du raffinage pétrolier. Pour bien comprendre le fonctionnement de l'industrie aval, il sera donc utile pour le lecteur d'avoir quelques notions de base sur la production et la distribution du pétrole brut au Canada.

Même si le Canada exporte davantage de pétrole qu'il n'en importe, et ce de plus en plus, ses importations de brut comblent plus de la moitié des besoins des raffineries canadiennes. En effet, il est plus rentable pour certaines raffineries d'utiliser du pétrole brut importé en raison du coût du transport du pétrole brut en provenance des champs de l'Ouest canadien vers les régions consommatrices de l'Est, et aussi parce que les importations offrent une plus grande palette de qualités de brut. Ainsi, l'économie pétrolière canadienne est devenue un marché double. Les raffineries de l'Ouest traitent du brut produit au Canada, celles du Québec et des provinces de l'Est emploient essentiellement du pétrole importé, tandis que celles de l'Ontario utilisent un mélange des deux. Depuis quelques années, les raffineries de l'Est traitent du brut canadien produit au large de la côte Est.

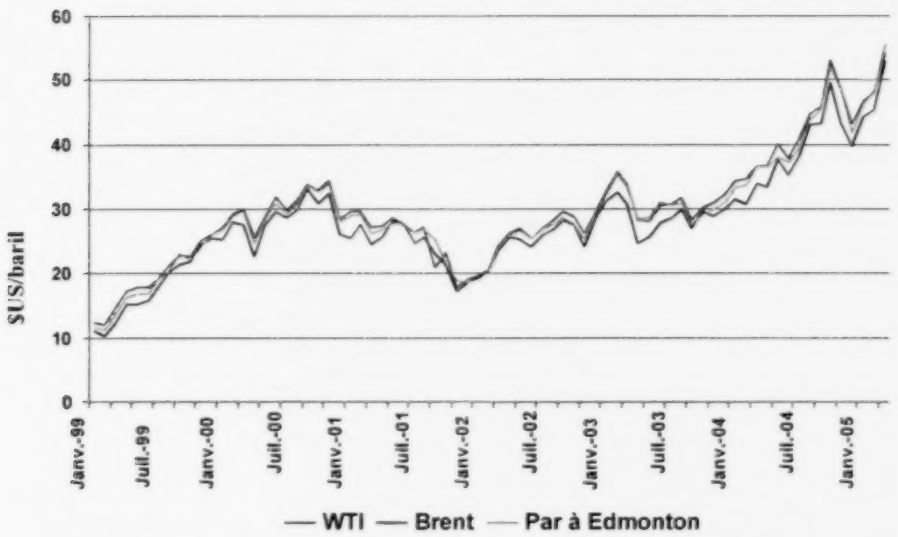
Le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada est une importante source de pétrole brut pour le Canada et le Nord-est américain. Le pétrole produit au large de la côte Est alimente les raffineries de l'Est canadien et du Nord-est des États-Unis. En 2004, le Canada était le premier exportateur de pétrole brut aux États-Unis; il représentait alors 16 p. 100 des importations américaines et 10 p. 100 de l'approvisionnement américain.

Le pétrole brut importé est transporté par navire-citerne jusqu'à Terre-Neuve-et-Labrador, en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et dans une partie du Québec, et par pipeline jusqu'à Montréal et en Ontario en passant par Portland (Maine). Si les importations canadiennes ont

augmenté au cours des dernières années, les exportations aux États-Unis ont progressé encore plus rapidement. En fait, les exportations nettes de pétrole brut canadien ont triplé depuis 1990.

Peu importe la source du pétrole brut, le prix est déterminé sur le marché mondial, en fonction de l'offre et de la demande et de la dynamique du marché mondial du pétrole. À cet égard, les raffineurs canadiens sont des « preneurs de prix » et ont très peu d'influence sur le prix auquel ils paient le pétrole brut. (figure 1)

Figure 1
Comparaison des prix du brut
(en SUS/baril)



Source : RNCan

Raffineries canadiennes

Actuellement, 12 entreprises exploitent des raffineries au Canada. Seules l'Impériale, Shell et Petro Canada en ont plus d'une et sont présentes partout au Canada. De façon générale, les autres raffineurs exploitent une seule raffinerie et vendent leurs produits dans une région particulière. Il s'agit notamment de North Atlantic Refining, Irving Oil et Ultramar dans l'Est, de Suncor en Ontario ainsi que de Federated Co-op, Husky et Chevron dans l'Ouest. Des 19 raffineries en service au Canada, 16 fabriquent toute la gamme des produits pétroliers. L'installation de Husky à Lloydminster, en Alberta, et l'usine Moose Jaw Asphalt de Moose Jaw, en Saskatchewan, fabriquent principalement de l'asphalte et secondairement d'autres produits. L'usine Nova Chemicals de Sarnia, en Ontario, est une usine pétrochimique qui produit certains distillats. Notons également la présence d'une petite raffinerie à Bowden, en Alberta, propriété de Parkland Industries, qui est actuellement fermée. Il existe trois grands centres de raffinage au

Canada (Edmonton, Sarnia et Montréal), mais la plupart des provinces comptent au moins une raffinerie. (Voir la figure 2) Le Manitoba et l'Île-du-Prince-Édouard sont les seules provinces à ne pas avoir de raffinerie. Il n'en existe pas non plus dans les territoires.

Figure 2
Raffineries au Canada en 2005
(en milliers de mètres cubes par jour)

Économie du raffinage

La situation économique ou la rentabilité d'une raffinerie est la résultante de la conjonction de trois facteurs : le choix du brut utilisé (panier de bruts), la complexité de l'équipement de raffinage (configuration de la raffinerie) et le type et la qualité désirés des produits obtenus (panier de produits). D'autres facteurs, comme le taux d'utilisation de la raffinerie et l'environnement, jouent également.

Les bruts les plus coûteux (plus légers, moins acides) exigent moins de raffinage, mais les approvisionnements diminuent et l'écart entre les bruts plus lourds et les bruts plus acides s'accentue. Le brut lourd est meilleur marché, mais son traitement nécessite un investissement plus important dans des opérations de valorisation. Les coûts et les périodes de récupération des investissements dans le raffinage doivent être mis dans la balance avec les coûts prévus du pétrole brut et l'écart entre les prix projetés des bruts lourds et légers.

Canada (Edmonton, Sarnia et Montréal), mais la plupart des provinces comptent au moins une raffinerie. (Voir la figure 2) Le Manitoba et l'Île-du-Prince-Édouard sont les seules provinces à ne pas avoir de raffinerie. Il n'en existe pas non plus dans les territoires.

Figure 2
Raffineries au Canada en 2005
(en milliers de mètres cubes par jour)

Économie du raffinage

La situation économique ou la rentabilité d'une raffinerie est la résultante de la conjonction de trois facteurs : le choix du brut utilisé (panier de bruts), la complexité de l'équipement de raffinage (configuration de la raffinerie) et le type et la qualité désirés des produits obtenus (panier de produits). D'autres facteurs, comme le taux d'utilisation de la raffinerie et l'environnement, jouent également.

Les bruts les plus coûteux (plus légers, moins acides) exigent moins de raffinage, mais les approvisionnements diminuent et l'écart entre les bruts plus lourds et les bruts plus acides s'accentue. Le brut lourd est meilleur marché, mais son traitement nécessite un investissement plus important dans des opérations de valorisation. Les coûts et les périodes de récupération des investissements dans le raffinage doivent être mis dans la balance avec les coûts prévus du pétrole brut et l'écart entre les prix projetés des bruts lourds et légers.

Dans le choix du panier de bruts et de la configuration de la raffinerie, il faut tenir compte des types de produits qui seront en demande sur le marché. Les spécifications qualitatives des produits finaux gagnent en importance, car les exigences environnementales deviennent de plus en plus rigoureuses.

Panier de bruts

La gamme de produits qu'obtient le raffineur dépend des qualités naturelles du pétrole brut. Les différents bruts se distinguent ordinairement par leur densité (mesurée en degrés API) et leur teneur en soufre. Le pétrole brut caractérisé par une faible densité API est considéré comme un brut lourd; il a généralement une plus forte teneur en soufre et donne davantage de produits de plus faible valeur. Plus le pétrole brut est lourd, moins il a de valeur pour un raffineur, car il exigera un traitement plus poussé ou donnera un plus fort pourcentage de sous-produits de faible valeur, comme du mazout lourd, qui se vend habituellement à un prix inférieur à celui du pétrole brut.

Le pétrole brut caractérisé par une haute teneur en soufre est dit « acide », « sulfureux » ou « corrosif ». Corollairement, les bruts moins acides ont une plus faible teneur en soufre. La présence de soufre est une propriété indésirable des produits pétroliers, en particulier des carburants. Il peut nuire à l'efficacité de certaines techniques de réduction des émissions et, après avoir été brûlé dans un moteur à combustion, il est rejeté dans l'atmosphère au contact de laquelle il peut former de l'anydride sulfureux. Or, étant donné que la teneur en soufre des carburants est de plus en plus réglementée, le pétrole brut non corrosif se vend plus cher. Il faut soumettre le brut acide à un traitement plus poussé pour en éliminer le soufre. En général, les raffineurs sont disposés à payer plus cher pour obtenir du pétrole léger à faible teneur en soufre.

La plupart des raffineries de l'Ouest du Canada et de l'Ontario ont été conçues pour traiter le brut léger non corrosif qui est produit dans l'Ouest canadien. Contrairement aux principales usines américaines, les raffineries canadiennes de ces régions ont mis du temps à reconfigurer leurs usines pour être en mesure de traiter des pétroles bruts moins coûteux et moins prisés, au lieu de compter largement sur les bruts légers et non corrosifs que le Canada produit en abondance. Tant que les raffineries pouvaient s'approvisionner en bruts légers, la rentabilité du raffinage était insuffisante pour justifier de nouveaux investissements dans des installations de valorisation de pétrole lourd.

Cependant, l'accroissement de la production des sables pétrolifères et la diminution de la production de bruts classiques, légers et non corrosifs ont incité les raffineries de l'Ouest du Canada et de l'Ontario à investir les sommes nécessaires pour pouvoir traiter des bruts lourds de plus en plus abondants. En 2003, Shell Canada a terminé la conversion de sa raffinerie Scotford en vue de traiter du bitume. À l'automne 2003, Consumer's Co-operative Refineries Ltd. a complété un projet d'expansion de 35 000 barils par jour à sa raffinerie de Regina, en Saskatchewan, qui a porté à environ 85 000 barils par jour la capacité de raffinage de pétrole lourd. Petro-Canada a également annoncé ses plans pour une réfection majeure de sa raffinerie d'Edmonton. Ce projet de construction n'augmentera pas la capacité de l'usine, mais il lui

permettra de valoriser et de raffiner des hydrocarbures extraits des sables pétrolifères. Évalué à 1,2 milliard de dollars, il augmentera considérablement la capacité de l'installation de cokéfaction, qui pourra ainsi traiter quotidiennement environ 53 000 barils de bitume. Suncor convertira elle aussi, semble-t-il sa raffinerie de Sarnia en vue de traiter un pétrole de moindre valeur extrait des sables pétrolifères.

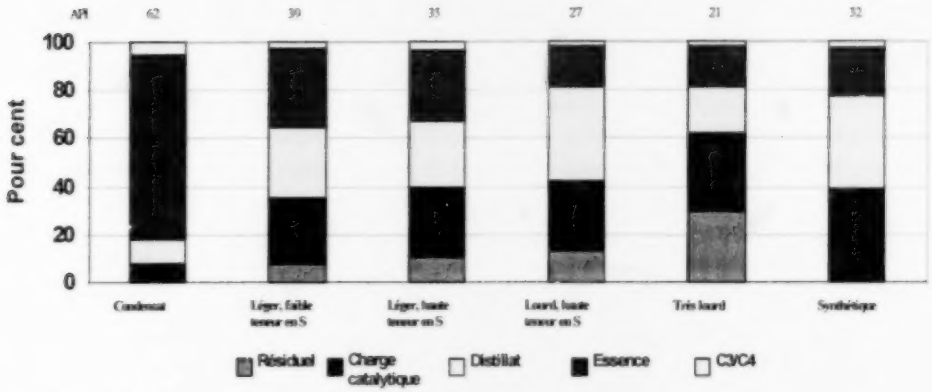
Dans une large mesure, ces investissements effectués par les grandes entreprises pétrolières intégrées (dont les activités englobent à la fois la production de pétrole brut ainsi que la fabrication et la distribution de produits pétroliers) ont pour but d'assurer un débouché à la production croissante des sables pétrolifères.

Dans l'Ouest du Canada et dans l'Ontario, les charges d'alimentation des raffineries sont constituées pour la moitié de pétrole brut classique, léger et non corrosif, et pour un quart de pétrole brut synthétique de haute qualité. Le brut synthétique est un pétrole léger qui s'obtient par valorisation des sables pétrolifères. Pour le reste, ces raffineries traitent essentiellement un pétrole lourd et corrosif. On s'attend que la composition du panier de bruts se modifiera considérablement au cours des prochaines années, étant donné que les raffineurs augmentent leur capacité de traitement de pétroles lourds et de bruts synthétiques de plus faible qualité.

Les raffineries du Canada atlantique et du Québec sont tributaires des importations et, de façon générale, traitent un panier de bruts plus diversifié que celui des usines de l'Ouest du Canada et de l'Ontario. Elles sont en mesure d'acheter du pétrole brut produit presque partout dans le monde, de sorte qu'elles disposent d'une très grande marge de manœuvre dans leurs décisions d'achat. La matière première des raffineries de l'Est du Canada et du Québec est constituée pour un tiers de bruts classiques, légers et non corrosifs, et pour un autre tiers de pétroles lourds à teneur moyenne en soufre. Le dernier tiers est une combinaison de pétroles légers acides, de bruts lourds acides et de bruts très lourds. On croit que la composition du panier de bruts dans l'Est du Canada demeurera beaucoup plus stable que dans l'Ouest du Canada et en Ontario, étant donné que les raffineurs de ces régions ne sont limités ni par le volume ni par la qualité des bruts canadiens.

La figure 3 illustre le rendement en produits de six pétroles bruts types traités au Canada par un procédé de distillation simple. Ce panier de bruts comprend des pétroles légers et lourds, corrosifs et non corrosifs, de même qu'un condensat très léger (62 API) et un brut synthétique. La production est divisée en cinq principaux groupes de produits : essence, propane et butane (C3/C4), charges catalytiques (matières partiellement traitées que l'on doit soumettre à un raffinage plus poussé pour en tirer des produits utiles), distillat (qui comprend le diesel et le mazout de chauffage) ainsi que du combustible résiduel (la fraction la plus lourde et la moins prisée, qui sert à la fabrication de mazout lourd et d'asphalte).

Figure 3
Comparaison des rendements des raffineries par type de brut



Source : RNCan

Configuration des raffineries

Le choix du pétrole brut à traiter dans une raffinerie est dicté par la nature des installations de traitement. À cet égard, les raffineries se classent en trois grandes catégories. La plus simple est l'unité de fractionnement (« topping plant »), qui comporte une seule unité de distillation et, dans la plupart des cas, un reformeur catalytique qui permet d'obtenir de l'octane. Les rendements de cette installation sont largement fonction des rendements naturels du brut traité. En général, on n'y traite que des condensats ou des bruts légers non corrosifs, à moins qu'il n'existe un marché du mazout lourd qui est facilement et économique accessible. Les usines d'asphalte appartiennent à ce type d'installations; elles traitent des bruts lourds parce qu'elles produisent uniquement de l'asphalte.

Vient ensuite l'installation de craquage. Ce type de raffinerie prend le gazole issu de la distillation du brut (un produit plus lourd que le diesel mais plus léger que le mazout lourd) et le dissocie en essence et en distillats au moyen de catalyseurs, dans des conditions de haute température et(ou) de haute pression.

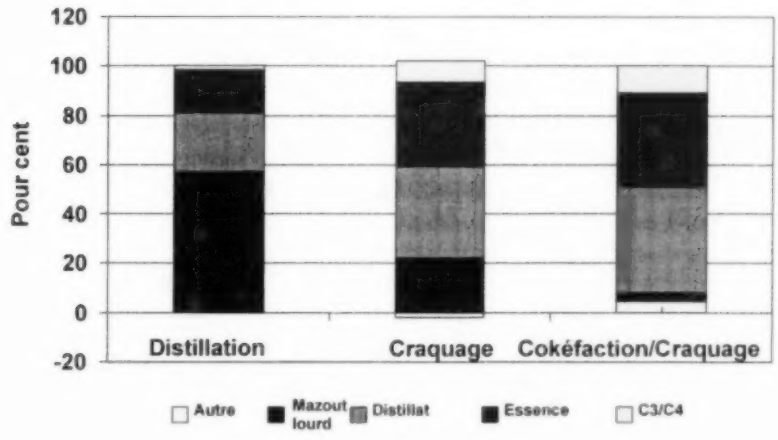
En bout de ligne, se trouve l'installation de cokéfaction. Ce type de raffinerie traite le combustible résiduel, la fraction la plus lourde du pétrole brut et le dissocie par craquage thermique en un produit plus léger dans une unité de cokéfaction ou d'hydrocraquage. L'ajout d'une unité de craquage catalytique fluide ou d'un hydrocraqueur augmente considérablement les rendements en produits de valeur élevée, comme l'essence et le diesel, ce qui permet à la raffinerie de traiter des bruts plus lourds et meilleur marché tout en obtenant un volume équivalent ou supérieur de produits de grande valeur.

L'hydrotraitement est un procédé qui sert à désulfurer les produits finis. Étant donné que les raffineries sont de plus en plus tenues par la réglementation de fabriquer des produits à très faible

teneur en soufre, elles se dotent actuellement d'installations d'hydrotraitement. Celles qui possèdent une grande capacité d'hydrotraitement ont la possibilité de traiter un brut à plus haute teneur en soufre.

La figure 4 montre qu'un même brut (brut lourd de 27 API) a des rendements très différents selon la nature des unités et des procédés de raffinage utilisés. Dans le cas de la raffinerie de craquage, il est nécessaire de mélanger d'autres matières aux charges d'alimentation à diverses étapes de la production, mais le volume de produits obtenus en bout de ligne est supérieur au volume de pétrole brut traité. Chaque raffinerie est unique en raison de son âge, de la technologie qu'elle utilise et des modifications apportées avec le temps, mais certaines généralisations sont néanmoins possibles. L'installation d'une capacité de conversion supplémentaire augmente les rendements en produits propres et réduit la production de mazout lourd. Cependant, elle se traduit généralement par une augmentation de la consommation d'énergie et, par conséquent, des coûts d'exploitation. Il faut donc mettre dans la balance d'un côté les coûts d'exploitation et d'immobilisations plus élevés et de l'autre, le coût plus faible du pétrole brut lourd.

Figure 4
Comparaison des rendements par type de raffinerie
« Exemple du brut lourd »



Source : RNCan

Au Canada, les raffineries utilisent principalement le procédé de craquage. Elles traitent un mélange de bruts légers et lourds de manière à fabriquer la gamme des produits demandés par les consommateurs canadiens. Par le passé, l'abondance des pétroles bruts légers et non corrosifs produits au pays et la demande de produits de distillation, comme le mazout de chauffage, plus élevée qu'ailleurs, ont réduit la nécessité d'installer une capacité de valorisation au Canada.

Cependant, ces dernières années, les approvisionnements en bruts légers et non corrosifs ont diminué, et les bruts des nouvelles sources d'approvisionnement sont généralement plus lourds. Un grand nombre de raffineries canadiennes sont maintenant équipées d'installations de valorisation qui traitent les bruts les plus lourds actuellement produits.[1]

L'appendice 1 trace un profil des raffineries canadiennes, en indiquant leur âge, leur capacité actuelle et leur configuration.

Panier de produits

La configuration des raffineries est également dictée par la demande de produits dans chaque région. Les raffineries fabriquent un large éventail de produits : propane, butane, charges d'alimentation pétrochimiques, essences (produits spéciaux à base de naphte, carburant aviation, essence à moteur), distillats (carburéacteur, diesel, mazout léger n° 1, kérosène, mazout de chauffage), mazout lourd, huiles lubrifiantes, cires, asphalte et gaz de distillation. À l'échelle du pays, l'essence représente environ 40 p. 100 de la demande, les distillats, près du tiers du volume des ventes et le mazout lourd, à peine 8 p. 100.

La demande totale de produits pétroliers est répartie presque également entre les régions : le Canada atlantique/Québec, l'Ontario et l'Ouest consomment chacun environ le tiers du volume total. Par contre, le panier de produits varie considérablement d'une région à l'autre.[2]

Dans les provinces de l'Atlantique, où les maisons sont chauffées principalement au mazout, les distillats représentent 40 p. 100 de la demande de produits et le mazout lourd, qui sert à produire l'électricité, 24 p. 100. L'essence représente moins de 30 p. 100 du volume des ventes.

Au Québec, où le gaz naturel et hydroélectricité dominent, les distillats représentent 34 p. 100 des ventes et l'essence, environ 40 p. 100. En Ontario, l'essence l'emporte également sur les distillats, avec plus de 45 p. 100 de la demande totale de produits, contre moins de 30 p. 100.

Dans l'Ouest du Canada, le secteur agricole est l'un des principaux consommateurs de distillats et d'essence, qui représentent chacun environ 40 p. 100 des ventes totales de produits pétroliers. Ces écarts régionaux dans la demande de produits ont une influence sur la configuration des raffineries dans chaque région.

Aux États-Unis, la demande d'essence dépasse largement la demande de distillats, et les raffineurs configurent leurs installations de manière à maximiser la production d'essence. Les ventes d'essence représentent près de 50 p. 100 de la demande, contre moins de 30 p. 100 pour les distillats. Dans plusieurs pays de l'Europe occidentale, surtout en Allemagne et en France, la politique gouvernementale encourage l'utilisation des moteurs diesel et a donc un effet marqué à la hausse sur la vente des distillats. L'essence intervient pour moins de 20 p. 100 dans les ventes de produits pétroliers en Europe.

---

[1] Source : Études de RNCan

[2] Source : Statistique Canada. « Produits pétroliers raffinés » (45-004)

Les raffineries américaines sont configurées de manière à traiter un grand pourcentage de brut lourd à haute teneur en soufre ainsi que pour produire de grandes quantités d'essence et de faibles quantités de mazout lourd. Elles ont investi dans des configurations plus complexes qui leur permettent de traiter des charges d'alimentation meilleur marché et qui ont une capacité de traitement plus élevée.

Les raffineries canadiennes n'ont pas une capacité de conversion aussi forte que celle des raffineries américaines parce que, en moyenne, elles traitent des bruts plus légers et moins corrosifs. En outre, elles doivent répondre à une plus grande demande de distillats, de sorte que les rendements en essence ne sont pas aussi élevés qu'aux États-Unis, bien qu'ils demeurent considérablement plus élevés que ceux des raffineries européennes.

La relation entre les ventes d'essence et les ventes de distillats représente parfois un défi pour les raffineurs. Les raffineries ont une marge de manœuvre limitée pour fixer le ratio essence/distillat. Au-delà d'un certain point, on ne peut accroître la production de distillats sans augmenter la production d'essence. C'est pourquoi l'Europe exporte beaucoup d'essence, surtout aux États-Unis.

Utilisation des raffineries

Un autre facteur déterminant de l'économie du raffinage est le taux d'utilisation, qui mesure l'efficacité de l'exploitation du complexe de raffinage. Le secteur canadien du raffinage est passé par plusieurs vagues importantes de rationalisation au cours des 30 dernières années. Au début des années 1970, on comptait 40 raffineries au Canada. Depuis, plusieurs facteurs ont amené les entreprises à procéder à une rationalisation majeure. Les chocs des prix pétroliers de 1973 et de 1979 ont amené les pays à améliorer l'efficacité des véhicules et à remplacer le pétrole par le gaz naturel et l'électricité. Ce virage a eu pour effet de réduire la demande de produits pétroliers et occasionné l'accumulation d'un surplus considérable de capacité de raffinage. Une vive concurrence s'est donc installée entre les raffineurs, aux prises avec une capacité excédentaire, ce qui a accentué l'érosion des marges de raffinage. D'où la fermeture d'un certain nombre de raffineries plus petites et moins efficaces qui, dans certains cas, ont fait place à un grand complexe de raffinage.

Le ralentissement économique du début des années 1980 a accentué le processus de rationalisation, qui s'est traduit par un grand nombre de fermetures de raffineries. Aujourd'hui, on compte 19 raffineries pétrolières au Canada. Cependant, en raison de l'expansion des raffineries qui ont survécu à cette vague de fermetures, la capacité de raffinage au Canada est maintenant plus grande qu'elle ne l'était dans les années 1970.

Au cours des dernières années, la croissance de la demande de produits pétroliers s'est traduite par une augmentation du taux d'utilisation de la capacité, une amélioration du rendement d'exploitation et une réduction des coûts par unité de production. Signalons que pendant six des dix dernières années, les taux d'utilisation des raffineries à l'échelle du Canada ont dépassé la barre des 90 p. 100. Un taux d'utilisation d'environ 95 p. 100 est jugé optimal, car il tient compte des arrêts normaux nécessaires à l'entretien et aux rajustements saisonniers.

La capacité d'une raffinerie dépend de la taille de l'unité de distillation prévue par les concepteurs. (C'est ce que l'on appelle souvent la « capacité nominale ».) Il arrive qu'en raison des améliorations apportées à l'usine ou de l'application d'une procédure de décongestionnement, les raffineries puissent traiter un volume de brut supérieur à la capacité nominale de l'unité de distillation. Il est alors possible d'atteindre un taux d'utilisation supérieur à 100 p. 100 pendant une courte période.

Initiatives environnementales

Les décisions d'investissement ne sont pas toujours dictées par des considérations de nature économique. Les raffineurs peuvent investir dans des mesures volontaires ou des mesures imposées par des lois et des règlements. Au cours des dernières années, les gouvernements et l'industrie ont consacré une somme considérable d'efforts à la réduction de l'impact environnemental des combustibles fossiles. Plusieurs de leurs initiatives avaient pour but de fournir aux Canadiens des combustibles « plus propres ». Le raffinage du pétrole est une industrie très complexe et capitalistique. La nouvelle réglementation environnementale oblige l'industrie à faire des investissements supplémentaires pour se conformer à des normes plus rigoureuses.

Depuis 1990, l'industrie du raffinage a pris un certain nombre de mesures sur le plan environnemental; certaines étaient volontaires, d'autres dictées par la nouvelle réglementation fédérale. Ainsi :

- Dans toutes les régions du Canada, on a réduit volontairement la volatilité de l'essence par temps chaud, de manière à limiter les émissions évaporatives des véhicules. Dans certaines régions de l'Ontario, du Québec et de la Colombie-Britannique, la réglementation provinciale rend maintenant obligatoire l'utilisation d'essence à faible volatilité durant l'été.

- En 1994, les pétrolières on a commencé volontairement à offrir du diesel à faible teneur en soufre dans toutes les stations-service et points de vente munis de lecteurs de cartes optiques, et en janvier 1998, Environnement Canada a rendu obligatoire l'usage de ce produit sur la route.

- Le *Règlement sur le benzène dans l'essence* a réduit la teneur en benzène de l'essence à moins de 1 p. 100 à partir de juillet 1999.

- En 1993, Environnement Canada a commencé à publier son Inventaire national des rejets de polluants (INRP), afin d'observer les tendances des rejets d'environ 176 substances (dont la liste a depuis été augmentée à 272) dans l'environnement. Afin de réduire les émissions de composés organiques volatils, les raffineries ont volontairement adopté les codes de pratique du Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME) concernant les programmes de détection et de réparation des fuites et les réservoirs d'entreposage hors sol. L'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) signale que ses membres ont réduit de 60 p. 100 leurs rejets de substances.

- Les raffineurs membres de l'ICPP ont participé au Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne afin de réduire l'indice d'intensité énergétique (IIE) dans leurs installations. L'ICPP a déclaré un IIE de 93,0 pour 2003, comparativement à 113,3 en 1990, soit une réduction de plus de 17 p. 100. En 2000, les membres de l'Institut sont allés encore plus loin, en s'engageant à réduire leur IIE de 1 p. 100 par année jusqu'en 2005.

- Grâce à la réglementation, la teneur en soufre de l'essence n'était plus que de 30 ppm le 1er janvier 2005, et celle du diesel routier sera limitée à 15 ppm le 1er juin 2006.

- Plusieurs provinces ont annoncé qu'elles allaient rendre obligatoire au cours des prochaines années l'utilisation d'éthanol dans l'essence à moteur. Cette exigence nécessitera un rééquipement de certaines raffineries, afin de leur permettre de fabriquer le mélange imposé. En outre, l'industrie devra mettre en place des réservoirs spéciaux dans les terminaux et apporter les modifications qui s'imposent au réseau de distribution.

- Depuis une dizaine d'années, l'industrie a considérablement réduit ses rejets dans l'air, dans l'eau et dans le sol, conformément aux règlements et aux permis provinciaux.

Les coûts de ces initiatives n'ont pas encore été établis avec précision, mais on croit que l'industrie devra investir 6 milliards de dollars juste pour apporter aux raffineries les modifications imposées par la réglementation actuelle et prévue de la teneur en soufre. Certains des projets entrepris jusqu'à maintenant ont également permis d'accroître la capacité de production globale de l'installation.

Cependant, les décisions ne peuvent être prises dans l'absolu. La plupart des raffineurs doivent continuer à bien gérer leurs flux de trésorerie et rendre compte de leurs décisions d'investissement à leurs actionnaires. Devant les énormes investissements à effectuer pour se conformer à la nouvelle réglementation environnementale, les raffineurs doivent décider s'ils vont aller de l'avant ou fermer leurs usines. Par exemple, PetroCanada a choisi de fermer sa raffinerie d'Oakville en 2005 et d'agrandir son installation de Montréal, plutôt que d'investir aux deux endroits pour satisfaire à la réglementation concernant la teneur en soufre de l'essence.

Au cours des prochaines années, les raffineries canadiennes seront de plus en plus contraintes de réduire leurs coûts pour demeurer rentables. Les décisions environnementales devront être prises dans ce contexte.

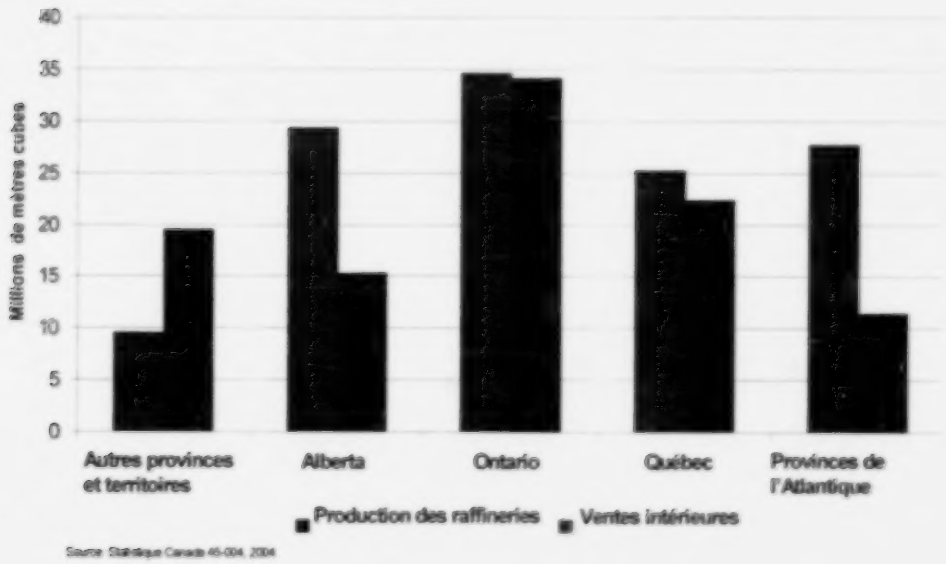
Offre et demande de produits pétroliers

La guerre du golfe Persique a provoqué une hausse des prix en 1990-1991, une baisse de la demande et un ralentissement économique. Depuis 1992, la demande de produits pétroliers augmente constamment à un rythme d'environ 1 p. 100 par année. Cependant, la demande est volatile, variant à un rythme qui diffère selon le produit.

La demande d'essence a augmenté légèrement pendant la majeure partie de la dernière décennie. Les distillats (diesel, mazout de chauffage et kérosène), dont la production est dictée principalement par les besoins en diesel routier, ont perdu du terrain durant la récession économique de 1991-1992. Depuis 1993 toutefois, ce sont, de tous les produits pétroliers, ceux dont la demande a augmenté le plus rapidement. Étant donné que les distillats sont consommés en majeure partie dans l'industrie du camionnage, la demande de ce produit est intimement liée à l'activité économique.

Le problème de la distribution réside en partie dans le fait que les produits pétroliers sont raffinés dans quelques régions alors qu'ils sont consommés partout au Canada. Parmi les provinces de l'Ouest, seules l'Alberta et la Saskatchewan fabriquent davantage de produits qu'elles n'en consomment. Le Manitoba et certaines parties de la Colombie-Britannique, de même que la majeure partie des territoires, sont approvisionnés principalement par les trois raffineries d'Edmonton. (figure 5).

Figure 5
Production versus ventes de produits pétroliers raffinés



Source: Statistique Canada 45-004, 2004

Au Québec et en Ontario, l'offre et la demande sont presque au point d'équilibre. Depuis la fermeture de la raffinerie d'Oakville, des volumes considérables sont transportés du Québec en Ontario. Le Canada atlantique est un exportateur majeur de produits pétroliers. Cependant, même les provinces autosuffisantes doivent transporter leurs produits pétroliers sur de longues distances pour approvisionner tous leurs consommateurs.

La figure 6 illustre les distances sur lesquelles les produits sont transportés au Canada. Les raffineries de l'Ouest approvisionnent tous les consommateurs de produits depuis Vancouver jusqu'à Thunder Bay, y compris les territoires nordiques. Les raffineurs du sud de l'Ontario distribuent leurs produits jusqu'à Sault Ste-Marie à l'ouest, dans le nord de l'Ontario et jusqu'à Ottawa à l'est. Les raffineries de Montréal et de Québec approvisionnent le corridor du fleuve Saint-Laurent entre Toronto et la Gaspésie, ainsi que les régions plus éloignées du nord du Québec et, occasionnellement, certaines parties de l'Arctique. Les produits pétroliers des trois raffineries du Canada atlantique sont livrés dans les régions de l'Arctique et de la baie d'Hudson ainsi que sur la côte Est des États-Unis.

Figure 6
Territoires de desserte des raffineries

Logistique

Les produits pétroliers des raffineries sont livrés aux consommateurs au moyen d'un réseau de transport complexe, par pipeline, par navire, par chemin de fer et par camion. Souvent, l'industrie a recours à plusieurs modes de transport pour prendre livraison des produits pétroliers aux raffineries, aux ports et aux grands terminaux et les acheminer vers des marchés extrêmement dispersés. Les longues distances à parcourir et la diversité des modes de transport utilisés peuvent poser des problèmes aux raffineurs, dont les produits doivent satisfaire à des spécifications rigoureuses. Si l'intégrité du réseau de distribution n'est pas soumise à un contrôle serré, un produit peut se dégrader ou se contaminer au cours du transport; il faut alors lui faire subir un retraitement coûteux au point de livraison. Cet aspect est d'autant plus important que la réglementation environnementale fait en sorte que les produits sont maintenant plus propres et répondent à des spécifications plus rigoureuses.

Échanges de produits

Afin de réduire les coûts de transport et de profiter des économies d'échelle, les raffineurs passent entre eux un grand nombre de contrats d'échange de produits. Il y a échange de produits lorsqu'un raffineur fournit à un autre raffineur des produits spécifiques à un endroit donné en échange d'un volume comparable de produits de même qualité à un autre endroit.

Les échanges de produits réduisent considérablement les volumes de produits transportés, les distances parcourues et, par conséquent, les coûts de transport et les impacts environnementaux. Les ententes de cette nature permettent à l'industrie non seulement de regrouper les opérations aux raffineries, mais aussi de regrouper des terminaux de produits locaux. Il n'est pas rare maintenant de voir un consommateur acheter, chez un détaillant d'une grande marque, de l'essence fabriquée par un concurrent. En l'absence d'échanges de produits, les raffineurs doivent prendre d'autres dispositions pour approvisionner leurs terminaux et le réseau de détaillants. Le choix du mode de transport dépend de plusieurs facteurs, notamment les barrières géographiques, le volume de produits en demande sur chacun des marchés et les coûts relatifs du transport. Chaque mode de transport a ses points forts et ses points faibles.

Transport entre les raffineries et les terminaux

Les terminaux de produits sont répartis sur une plus large étendue que les raffineries et sont généralement installés à proximité des grands marchés. Le réseau pipelinier est le mode de transport le plus sûr, le plus fiable et le plus rentable pour acheminer les grands volumes de produits pétroliers qui circulent chaque jour au Canada. Cependant, comme les pipelines coûtent extrêmement cher à construire, on les fait passer uniquement par les endroits qui reçoivent de très grands volumes de produits pendant une longue période. La période de récupération de l'investissement dans des projets pipeliniers est souvent de l'ordre de 15 à 20 ans ou plus.

Lorsque le volume de produits pétroliers à transporter ne peut justifier la construction d'un pipeline, l'industrie a recours au transport terrestre, par camion et chemin de fer, et au transport maritime, par navire-citerne. Dans le Canada atlantique, tous les terminaux de produits pétroliers sont desservis par la voie des eaux. Ailleurs au Canada, le chemin de fer et le camion ont beaucoup plus d'importance. Le camion est le mode de transport le plus coûteux, mais aussi le plus souple. Ces véhicules autoroutiers prennent livraison de l'essence aux terminaux ou aux raffineries pour aller remplir les réservoirs souterrains des détaillants.

Au Canada, le réseau de distribution de produits pétroliers est exploité en majeure partie par trois grandes sociétés nationales (Shell, PetroCanada et l'Impériale) et quelques raffineurs régionaux (Irving Oil, Ultramar, Suncor Energy, Federated Co-op, Husky et Chevron). Sauf quelques exceptions, tous les terminaux de produits appartiennent à l'une ou l'autre de ces entreprises.

Au Canada, l'industrie pétrolière aval peut être divisée en trois régions : l'Ouest du Canada, l'Ontario et le Québec/Canada atlantique. Chacune d'elles a toujours été autosuffisante, ce qui n'empêche pas des mouvements de produits entre elles, comme les expéditions des raffineurs québécois en Ontario. En 2005, l'Ontario est devenu un importateur net avec la fermeture de la

raffinerie d'Oakville, ce qui a entraîné une augmentation des mouvements de produits en provenance des raffineries du Québec.

Les importations de produits peuvent combler une grande partie de la demande au Canada. La disponibilité des importations de pétrole brut et de produits pétroliers dans chaque région dépend du facteur géographique. Certaines régions sont mieux placées que d'autres pour recevoir des produits importés. La géographie confère à chaque région des particularités uniques.

Canada atlantique/Québec

Dans la région du Canada atlantique/Québec, le transport des produits entre les raffineries et les terminaux se fait principalement par navire. Une exception cependant : le train unitaire utilisé par Ultramar entre sa raffinerie située près de Québec et Montréal. Cette compagnie prévoit actuellement de construire un pipeline entre sa raffinerie de Saint-Romuald, sur la rive sud du Saint-Laurent en face de Québec, et l'extrémité est de Montréal, qu'elle utilisera en tandem avec le train unitaire.

L'emplacement des terminaux est choisi en fonction de la proximité des marchés et de la disponibilité des modes de transport. Cette région nous offre un excellent exemple d'échange de produits : l'Impériale et Irving Oil fournissent des produits pétroliers raffinés aux terminaux atlantiques de Shell, de PetroCanada et d'Ultramar, en échange de quantités semblables de produits à Montréal et Québec.

Bien servis par des voies maritimes majeures, le Canada atlantique et le Québec ont facilement accès aux importations du Nord-est des États-Unis et de l'Europe. C'est pourquoi on y trouve un certain nombre de distributeurs indépendants majeurs qui importent à Montréal des produits vendus sur les marchés québécois et ontarien.

Ontario

En Ontario, le transport des produits entre les raffineries et les terminaux s'effectue principalement par pipeline. Certains mouvements se font également par la voie des eaux à Sault Ste. Marie et Thunder Bay. Le terminal de Thunder Bay est également approvisionné par un train en provenance de Winnipeg, et celui de Sault Ste. Marie reçoit une partie de ses produits du Québec par chemin de fer et par navire. L'Est ontarien (Cornwall et Ottawa) reçoit un fort volume de Montréal par le pipeline de Trans Northern Pipeline (TNPL). Trois pipelines de produits pétroliers, deux en provenance des raffineries de Sarnia et l'autre (TNPL) en provenance de Montréal, alimentent la région de Toronto. Presque tous les raffineurs ont des terminaux à Toronto, car la demande de produits y est très élevée. En 2005, on a inversé le débit du tronçon Toronto-Cornwall du pipeline TNPL afin de transporter à Toronto des produits des raffineries du Québec.

L'Ontario a également accès à de grands marchés américains et peut accueillir des cargos en provenance du Québec, de l'Atlantique ou d'outre-mer qui empruntent la voie maritime du Saint-Laurent. Cependant, des facteurs d'ordre logistique, comme le tonnage des navires pouvant naviguer sur la voie maritime et la durée de la saison maritime, augmentent le coût de ces

approvisionnements. Il faut avoir recours à d'autres modes de transport, comme le pipeline, le train unitaire et le camion, pour obtenir des produits d'autres régions.

Ouest du Canada

La plupart des provinces de l'Ouest du Canada sont dépourvues de littoral et, par conséquent, ont très peu accès aux approvisionnements des autres régions. Seule la Colombie-Britannique a accès à la mer et peut donc importer. L'infrastructure actuelle n'a pas été conçue pour transporter le pétrole des autres régions dans les Prairies. Cependant, les usines d'Edmonton approvisionnent en produits pétroliers le marché de Vancouver au moyen du pipeline TransMountain (TMPL). S'il y a pénurie dans les Prairies, ces raffineurs albertains ont la possibilité d'équilibrer l'offre et la demande en important des produits de l'État de Washington à Vancouver, de manière à libérer une partie de la production d'Edmonton pour approvisionner les marchés des Prairies.

Dans l'Ouest du Canada, le transport des produits entre les raffineries et les terminaux se fait principalement par pipeline. Des produits sont également acheminés par chemin de fer vers les territoires, les régions intérieures de la Colombie-Britannique et Thunder Bay, dans l'ouest de l'Ontario. Des barges en transportent de Vancouver jusqu'aux terminaux situés sur l'île du même nom et le long de la côte, et à partir des terminaux des Territoires du Nord-Ouest jusqu'à des localités situées encore plus au nord le long du fleuve MacKenzie.

Les raffineries d'Edmonton comblent environ 50 à 60 p. 100 des besoins en produits pétroliers sur le marché de Vancouver. Le reste de la région de Vancouver est approvisionné soit par la raffinerie Chevron de Vancouver, soit par des produits importés des États-Unis.

Le marché de l'Ouest dispose d'un double réseau de pipelines qui a un caractère unique. La ligne 1 du réseau d'Enbridge, qui part d'Edmonton, en Alberta, et qui aboutit à Gretna, au Manitoba, expédie des produits raffinés ainsi que des liquides extraits du gaz naturel (LGN) et du brut synthétique. Le pipeline TMPL, relie Edmonton et Vancouver, transporte des produits raffinés et tous les types de pétrole brut. Le brut laisse des dépôts, comme du soufre, sur les parois du pipeline dans lequel il circule. Ces substances peuvent contaminer les produits propres, comme l'essence, qui passent dans la canalisation à la suite du pétrole brut. L'essence expédiée à Vancouver au moyen du pipeline TMPL doit subir un retraitement avant la vente, pour se débarrasser des impuretés ramassées au cours du transport.

Terminaux

Par suite d'une rationalisation majeure des terminaux qui a eu lieu au cours des 20 dernières années, certains marchés n'ont qu'un seul terminal où vont s'approvisionner tous les distributeurs. À partir de ces terminaux locaux, les produits pétroliers sont transportés par camion jusqu'aux points de vente au détail ou de consommation. Le réseau de livraison de chaque produit diffère selon la clientèle desservi. Par exemple, le carburéacteur est souvent acheminé par pipeline directement à l'aéroport. Le diesel est distribué par le truchement d'un réseau de points de vente au détail ou d'installations commerciales à lecteurs de cartes optiques où les camionneurs peuvent faire le plein; il peut être également livré directement par camion aux consommateurs. Le mazout de chauffage est distribué directement aux consommateurs résidentiels.

L'essence, qui est le produit le plus visible et le plus largement utilisé, a aussi le réseau de distribution le plus étendu. Avant que l'essence ne quitte le terminal, certains détaillants y ajoutent des additifs de performance et des additifs détergents pour se distinguer de leurs concurrents. La formule de chaque additif varie d'une marque à l'autre. Comme plusieurs compagnies prennent livraison des produits au même terminal, les additifs sont généralement ajoutés au terminal et constituent la seule façon de différencier les essences offertes par les détaillants.

Seul ou mélangé à l'essence, l'éthanol ne peut être transporté par pipeline, car il est soluble dans l'eau. Il peut être expédié par train ou camion. Lorsque le transport se fait par bateau ou par pipeline, le mélange avec l'essence doit être effectué au terminal. Il faut des réservoirs spéciaux pour stocker l'éthanol et l'essence avec laquelle il sera mélangé. Le traitement des mélanges essence-éthanol exige également des modifications à d'autres composantes du réseau de distribution, notamment les camions, les réservoirs souterrains des points de vente au détail et les pompes des stations-service.

Points de vente au détail

Plusieurs entreprises font la commercialisation et la vente au détail de l'essence. Grosso modo, on peut les diviser en deux grandes catégories. Il y a d'abord les points de vente exploités par les entreprises intégrées de raffinage et de commercialisation qui produisent l'essence, la distribuent et la vendent au détail, souvent par l'intermédiaire d'exploitants affiliés ou autorisés qui sont les propriétaires des stations. Ces entreprises approvisionnent en essence leurs franchisés et d'autres détaillants avec lesquels elles ont passé un contrat. La deuxième catégorie regroupe les distributeurs indépendants, qui ne possèdent pas de raffineries et qui achètent leurs produits auprès de raffineurs canadiens ou en importent. En général, ces entreprises exploitent un petit nombre de points de vente dans des régions spécifiques, mais certaines ont des réseaux très étendus. Parmi les plus vastes réseaux indépendants, mentionnons Wilson Fuels, Couche-Tard, OLCO, Canadian Tire, Cango et Domo. En général, les grandes entreprises indépendantes représentent entre 15 et 25 p. 100 du volume des ventes dans les marchés urbains.

Les trois grands raffineurs – l'Impériale, Shell et PetroCanada, représentent environ 36 p. 100 des détaillants d'une grande marque; du point de vue du nombre de stations, ils dominent dans chacune des régions, sauf le Canada atlantique. L'Impériale est le plus gros détaillant au Canada, avec 1 978 stations Esso; elle est suivie de Shell (1 762) et de PetroCanada (1 375). Il est important de signaler qu'un fort pourcentage des stations arborant l'enseigne d'une grande marque appartiennent à des franchisés indépendants qui ont passé des contrats d'approvisionnement avec les entreprises dont ils vendent la marque.

Selon un rapport publié par MJ Ervin and Associates (décembre 2004), parmi les 14 034 stations-service au Canada, à peine 16 p. 100 sont assujetties à un contrôle des prix de la part de l'une des trois grandes entreprises, et seulement 32 p. 100 sont assujetties au contrôle des prix exercé par l'un des dix raffineurs-détaillants. Les 68 p. 100 qui restent sont exploitées par des propriétaires indépendants, qui fixent leurs propres prix.

Il faut faire une distinction entre le nombre de points de vente que possède une entreprise et sa part du marché. Le volume des ventes varie d'une station à l'autre. Les grandes entreprises enregistrent généralement un plus fort volume des ventes par point de vente au détail, de sorte qu'elles peuvent accaparer une plus grande part du marché avec moins de stations-service. En 2004, il s'est vendu en moyenne 4,1 millions de litres d'essence aux stations-service Shell, et plus de 5,6 millions de litres dans les stations appartenant à Esso et à Petro-Canada. Depuis 2000, les trois grandes pétrolières ont accru leurs ventes de 4,5 p. 100, malgré une réduction de 18 p. 100 du nombre de points de vente qui leur appartiennent.

Tandis que les raffineurs-détaillants majeurs et régionaux fermaient leurs stations les moins performantes, les détaillants indépendants ont accentué leur présence sur le marché de l'essence. Au nombre des nouveaux joueurs, les supermarchés dominent. Les chaînes d'alimentation comme Superstore et Safeway sont entrées sur le marché de la vente de l'essence au détail. Les supermarchés sont reconnus pour leur fort volume des ventes et leur faible marge de profit, et sont considérés par plusieurs comme un nouveau concurrent efficace et agressif dans l'industrie.

Stocks

Pour ajouter de la souplesse à la distribution des produits pétroliers, les raffineurs et les détaillants conservent des stocks des divers produits à des endroits stratégiques tout le long de la chaîne de distribution. Si l'approvisionnement en pétrole brut importé ou canadien était interrompu pour une raison ou pour une autre, ou encore si le réseau de distribution de produits tombait en panne, les entreprises pourraient se rabattre sur leurs stocks afin de répondre aux besoins à court terme pendant qu'elles chercheraient des solutions de rechange.

Les stocks de brut canadien et de produits pétroliers sont relativement stables depuis cinq ans. Pour certains produits, comme l'essence et le mazout de chauffage, le niveau des stocks fluctue considérablement au cours de l'année; la demande est très saisonnière et, durant la période de consommation de pointe, elle peut dépasser la capacité de production des raffineries. Les raffineurs doivent donc parer aux pointes en se constituant des réserves. Les stocks d'essence s'accumulent durant le premier trimestre de l'année et sont écoulés durant les mois d'été pour suppléer à la production des raffineries. Les stocks de mazout de chauffage augmentent à l'automne, et les distributeurs y font des prélèvements durant les mois les plus froids de l'hiver, lorsque la demande est à son maximum.

Les raffineurs constituent également des stocks de tous les produits en prévision des arrêts d'entretien des raffineries. La fréquence des entretiens peut varier d'un par année à un tous les deux ou trois ans. La remise en état d'une raffinerie exige parfois la fermeture complète de l'usine pendant plusieurs semaines. Les raffineurs parent à cette éventualité en constituant des stocks de produits qui pourront être utilisés pendant les périodes où les raffineries seront immobilisées.

Les stocks de brut des raffineurs fluctuent également au cours de l'année, mais les variations sont moins saisonnières et moins marquées que celles des stocks de produits. Les stocks de brut varient considérablement d'une région à l'autre; les raffineurs de l'Ouest, qui traitent du brut

canadien, accumulent l'équivalent de 5 à 7 jours d'approvisionnement, et les raffineurs de l'Est du Canada, qui traitent du brut importé, conservent des stocks de 15 à 20 jours.

Prix

Les prix s'ajustent pour égaliser l'offre et la demande. Si la demande dépasse l'offre, les prix augmentent jusqu'à un niveau qui favorise la mise en marché de nouveaux approvisionnements, ou jusqu'à ce que la demande diminue au point d'équilibre. Si l'offre dépasse la demande, les prix baissent jusqu'à ce que la demande rattrape l'offre.

Du point de vue du raffinage, le prix des produits pétroliers est mesuré à l'entrée de la raffinerie. Le prix auquel le raffineur peut vendre un produit à la rampe de chargement s'appelle le « prix à la rampe ». C'est ce prix qui détermine la rentabilité d'une raffinerie, c'est-à-dire le revenu généré par le processus de raffinage.

Étant donné qu'il est possible de transporter les produits vers le marché où le prix est le plus élevé, la plupart des prix des produits pétroliers sont comparables d'un marché à l'autre. Par exemple, si le prix à la rampe de l'essence est plus faible à Toronto qu'à Buffalo, les raffineurs de Toronto préféreront expédier leurs produits à Buffalo pour le vendre plus cher, pourvu que le coût du transport demeure inférieur à l'écart de prix. Ainsi, les approvisionnements disponibles à Buffalo augmenteront et le prix diminuera jusqu'à ce que les prix des deux marchés soient à l'équilibre. L'inverse serait vrai également. En général, l'écart entre les prix de gros de deux marchés peut être attribué au coût du transport des produits entre ces deux marchés.

En raison de la nature intégrée des marchés des produits pétroliers nord-américains, les raffineurs canadiens sont des preneurs de prix; ils doivent établir le prix de leurs produits de manière à concurrencer le prix des importations au Canada. Même s'il n'y a pas d'importations, le simple fait qu'il soit possible d'importer impose aux raffineurs locaux une certaine discipline dans la fixation des prix.

Le prix que paient les consommateurs pour un produit pétrolier dépend du produit et de la façon dont il sera utilisé. À l'exception des carburants automobiles, la plupart des produits pétroliers sont vendus directement aux consommateurs, habituellement selon les conditions d'un contrat. Les clauses des contrats d'approvisionnement sont considérées comme un secret commercial et ne sont généralement pas rendues publiques. C'est pourquoi les prix de ces produits sont moins connus et plus difficiles à surveiller.

Les prix de gros des produits pétroliers réagissent à divers facteurs qui varient d'un marché à l'autre. Ils sont déterminés par l'offre et la demande de même que par les prix des produits concurrents. Par exemple, le propane peut être utilisé comme mazout de chauffage, comme carburant automobile ou encore pour le séchage des cultures dans le secteur agricole. Dans les Prairies, on peut passer brusquement d'une campagne de récolte tardive et pluvieuse à un hiver précoce et froid, et subir ainsi une augmentation soudaine de la demande et une flambée des prix à court terme.

La demande de diesel est directement liée à l'activité économique, ce qui se manifeste par une augmentation du camionnage dans une économie prospère. Le diesel est aussi un carburant automobile et peut être facilement converti en mazout de chauffage. Lorsque tous les marchés se disputent les approvisionnements disponibles, les prix augmentent.

Les carburants automobiles sont distribués aux consommateurs au moyen d'un réseau de vente au détail. Le prix de détail comprend les coûts de distribution ainsi qu'un certain nombre de taxes à la consommation fédérales et provinciales. Les détaillants peuvent jouer avec le prix pour augmenter leur part du marché. Ils se livrent parfois à une véritable guerre des prix qui entraîne une baisse et une instabilité des prix à la consommation.

Lorsque se conjuguent tous les facteurs qui influent sur les prix – l'offre et la demande, les coûts du brut, les coûts de distribution, les taxes fédérales et provinciales et les conditions des marchés locaux – les prix de détail et, dans une moindre mesure, les prix de gros peuvent varier considérablement d'un marché à l'autre.

Prix de l'essence au détail

Les prix de l'essence sont parfois difficiles à comprendre, parce qu'ils se comportent différemment des prix des nombreux autres produits que les consommateurs achètent chaque semaine. L'essence est une marchandise au même titre que l'or ou les flancs de porc, et son prix de gros réagit à un certain nombre de facteurs, notamment l'offre et la demande. Une augmentation de la demande (comme en été, quand les gens utilisent davantage leurs automobiles) exerce des pressions à la hausse sur l'offre et fait augmenter les prix. À l'inverse, quand la demande diminue, comme c'est le cas l'hiver, l'offre et la demande sont mieux équilibrées et les prix sont généralement plus faibles.

À une échelle temporelle plus longue, la demande s'accroît chaque année car les conducteurs augmentent constamment la taille de leurs véhicules et parcourent de plus grandes distances. Ces comportements exercent une pression à la hausse sur l'offre, qui peut se traduire par une augmentation des prix.

Un autre facteur a une influence déterminante sur la variation temporelle des prix de l'essence : le coût du pétrole brut à partir duquel l'essence est fabriquée. L'offre et la demande de pétrole brut sont équilibrées sur le marché mondial, de sorte que tous les raffineurs du monde entier doivent payer le prix international du pétrole. Lorsque des événements, comme la guerre en Irak, font craindre une réduction des approvisionnements, certains acheteurs sont disposés à payer davantage pour assurer à leurs raffineries un approvisionnement suffisant. Ce comportement exerce aussi une pression à la hausse sur le prix.

Les prix de l'essence autant que ceux du pétrole brut réagissent aux activités de la bourse des marchandises. Les spéculateurs qui cherchent à faire de l'argent en achetant et en vendant des contrats de pétrole ou d'essence peuvent influencer les prix.

Récemment, une conjonction de tous ces facteurs a entraîné une flambée des prix du pétrole et de l'essence, qui ont atteint leur plus haut niveau en 10 ans. C'est ce qui explique les fréquentes modifications des prix de l'essence à la pompe.

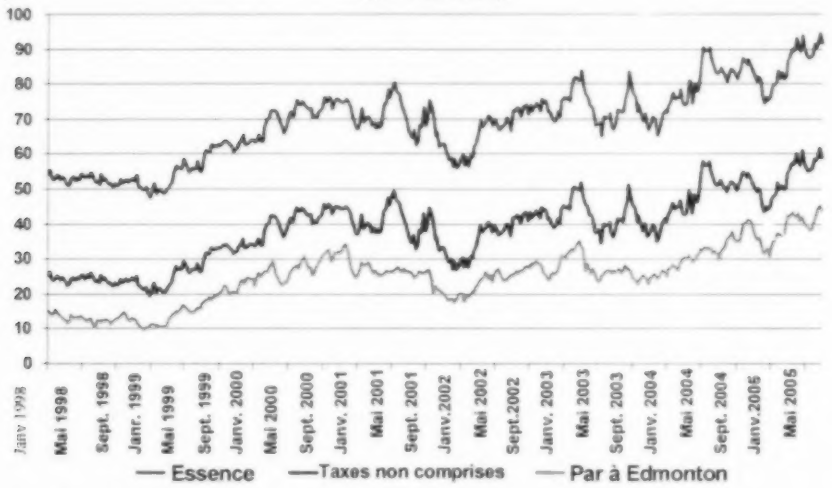
Cependant, le facteur prédominant a toujours été et demeure le marché local. Chaque propriétaire de station d'essence veut attirer les consommateurs chez lui. Il tentera de le faire en abaissant son prix petit à petit. Étant donné que les détaillants s'observent de très près, les concurrents auront tôt fait d'égaler le prix. Cette surenchère conduit parfois à une guerre des prix : les prix diminuent petit à petit jusqu'à un niveau où les détaillants vendent l'essence moins cher que le prix qu'ils l'ont payée. Lorsque ce seuil est atteint, un des détaillants peut décider de revenir au prix initial, qui est souvent plus élevé de 5 à 10 cents le litre. Habituellement, les autres stations lui emboîteront le pas peu après, afin de retrouver une certaine marge bénéficiaire. C'est ce que l'on appelle la « restauration des prix ». Sur certains marchés où la concurrence est particulièrement féroce, des guerres de prix se produisent chaque semaine, de sorte que les prix semblent constamment en mouvement. Ce sont les consommateurs qui en bénéficient, puisque l'essence leur est alors offerte à un prix qui est généralement plus faible que celui qu'ils paieraient dans un environnement moins concurrentiel.

La figure 8 illustre l'évolution des prix moyens de l'essence au Canada au cours des cinq dernières années. On constate qu'ils suivent à peu près la courbe générale des prix du pétrole brut. Cependant, les guerres de prix locales accentuent les variations.

Malgré l'instabilité récente des marchés de l'essence, les prix du pétrole brut et de l'essence, une fois corrigés de l'effet de l'inflation, ne sont pas très différents de ce qu'ils étaient au début des années 1980. Après l'effondrement des prix du pétrole brut en 1986, les prix sont demeurés assez stables, affichant une tendance à la baisse dans les années 1990. Avec les hausses des dernières années, ils ont retrouvé leur niveau du début des années 1980. Si l'on fait abstraction des taxes, les prix actuels de l'essence sont légèrement en-deça des niveaux enregistrés au début des années 1980. (voir la figure 9).

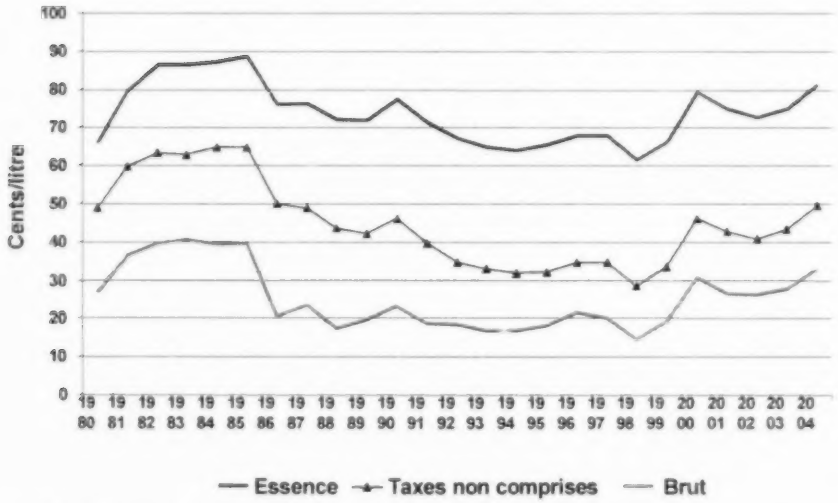
Figure 8

Prix à la pompe de l'essence ordinaire – moyenne canadienne
(Cents/litre)



Source : RNCan et MJ Ervin

Figure 9
Prix moyen de l'essence ordinaire au Canada
Rajusté (dollars 2004)



Source : RNCan et Statistique Canada

Résumé

L'industrie pétrolière aval est un secteur d'activité complexe et très concurrentiel. Chacun des produits pétroliers réagit à une série de facteurs, notamment l'offre et la demande et les coûts de transport, qui varient d'un marché régional à l'autre. Les raffineurs doivent soupeser un certain nombre de facteurs lorsqu'ils déterminent le type de pétrole brut qu'ils vont traiter, le genre d'équipement dans lequel ils vont investir et la gamme de produits qu'ils vont fabriquer. En outre, ils doivent prendre leurs décisions en tenant compte des exigences qui leur sont imposées en matière de développement durable et de protection de l'environnement. La viabilité de l'industrie dépend de sa capacité d'obtenir un taux de rendement de l'investissement acceptable dans un contexte où les prix sont fixés par les marchés internationaux (prix de gros) et locaux (prix de détail).

APPENDICE 1

Raffineries canadiennes

Entreprise	Lieu	Année de construction	Capacité actuelle m3/j (juin 2005)	Type
ATLANTIQUE				
L'Impériale	Dartmouth, N.-É.	1918	13,992	Craquage
Irving Oil	Saint-John, N.-B.	1960	44,517	Craquage
North Atlantic Refining	Come-by-Chance, T.-N.	1973	16,700	Craquage
Total - Atlantique			**75,209**	
QUÉBEC				
Petro-Canada	Montréal, Qué.	1955	20,635	Craquage
Shell	Montréal, Qué.	1933	20,700	Craquage
Ultramar	St-Romuald, Qué.	1971	33,000	Craquage
Total - Québec			**74,335**	
ONTARIO				
L'Impériale	Nanticoke, Ont.	1978	17,800	Craquage
L'Impériale	Sarnia, Ont.	1897	19,200	Cokéfaction
Shell	Sarnia, Ont.	1952	11,100	Craquage
Suncor	Sarnia, Ont.	1953	13,500	Hydrocraquage
Nova Chemicals *	Sarnia, Ont.	1977	12,700	Distillations (petrochemicals) (asphalte)
Total - Ontario			**74,300**	
PRAIRIES				
Coop/Newgrade	Regina, Sask.	1935	13,500	Hydrocraquage/Cokéfaction
Husky (usine de valorisation)*	Lloydminister, Alb.	1947	4,000	Distillations (pétrochimiques) (asphalte)
L'Impériale	Edmonton, Alb.	1975	28,600	Craquage
Petro-Canada	Edmonton, Alb.	1971	21,929	Cokéfaction
Moose Jaw Asphalt*	Moose Jaw, Sask.		2,400	Distillations (pétrochimiques) (asphalte)
Shell	Scotford, Alb.	1984	20,000	Hydrocraquage/Cokéfaction
Total - Prairies			**90,429**	
COLOMBIE-BRITANNIQUE				
Chevron	Burnaby, C.-B.	1936	8,300	Craquage
Husky	Prince George, C.-B.	1967	1,800	Craquage
Total - Colombie-Britannique			**10,100**	
TOTAL - CANADA			**324,373**	

* Cette raffinerie ne fabrique pas toute la gamme des produits pétroliers